COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Ministerio de Energía

REF.: Aprueba Informe Técnico Final sobre Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019.

SANTIAGO, 28 de marzo de 2017.

RESOLUCION EXENTA Nº 149

VISTOS:

a) Lo dispuesto en el D.L. 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante, "la Comisión";

b) Lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley", modificada por la la Ley N° 20.936 de 2016, que Establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante Ley 20.936;

c) Lo dispuesto en el artículo duodécimo transitorio de la Ley 20.936;

d) El Decreto Supremo N° 14, de 2012, del Ministerio de Energía, que Fija Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus Fórmulas de Indexación, en adelante e indistintamente "Decreto 14";

e) Lo dispuesto en el Decreto N° 7T, de 2015, del Ministerio de Energía, que Extiende Vigencia del Decreto 14;

f) Lo dispuesto en el Decreto N° 23T, de 2015, del Ministerio de Energía, que Fija Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus Componentes con sus Fórmulas de Indexación para el cuadrienio 2016-2019, en adelante "Decreto 23T";

g) Lo dispuesto en el Decreto 163, de 2014, del Ministerio de Energía, que Determina Líneas y Subestaciones Eléctricas de Subtransmisión del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, promulgado y publicado el año 2014, en adelante "Decreto 163";

h) Lo solicitado a través de carta CNE N° 456, de fecha 28 de julio de 2016;

i) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 83, de fecha 10 de febrero de 2017, que Aprueba Informe Técnico Preliminar sobre Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019; y

j) Las observaciones al Informe Técnico Preliminar indicado en el resuelvo precedente, formuladas por las empresas Compañía Minera Amalia, Panguipulli, AES Gener, CGE, Chilquinta Energía, Colbún, ENEL Distribución, ENGIE, SAESA, FRONTEL, Sistema de Transmisión del Sur y Transelec.

CONSIDERANDO:

a) Que de acuerdo a lo establecido en el artículo undécimo transitorio de la Ley 20.936, durante el período que medie entre el 1° de enero del 2016 y el 31 de diciembre de 2017 seguirá vigente el Decreto 14, con excepción de aquellas disposiciones, factores y condiciones relativas al pago por uso de sistemas de subtransmisión por parte de las centrales generadoras que inyecten directamente o a través de instalaciones adicionales su producción en dichos sistemas, quienes quedarán excluidos de dicho pago;

b) Que por su parte, el artículo duodécimo transitorio de la Ley 20.936 dispone que durante el período que dure la vigencia extendida del Decreto 14, se dará continuidad y término al proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios en curso al momento de publicación de la referida ley, de acuerdo a los términos dispuestos en el artículo que es citado;

c) Que para estos efectos, de acuerdo al inciso tercero de la norma transitoria indicada en el considerando precedente, la Comisión deberá emitir un Informe Técnico que defina el valor anual de los sistemas de transmisión zonal y la proporción de la transmisión dedicada que los usuarios sujetos a regulación de precios hacen uso de éstas, así como también sus respectivas fórmulas de indexación, que servirá de base para la dictación del respectivo

decreto supremo, el cual tendrá una vigencia que se extenderá desde el 1° de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019;

d) Que en este contexto, y conforme al procedimiento descrito en el artículo duodécimo transitorio, mediante carta CNE N° 456, de fecha 28 de julio de 2016, se requirió a las empresas de transmisión zonal que actualizaran y/o complementaran el listado íntegro de sus instalaciones al 31 de diciembre de 2015. A través de la misma carta, se requirió también incorporar al referido listado las instalaciones dedicadas que son utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios y que se encontraban en operación al 31 de diciembre de 2015;

e) Que dentro del plazo legal establecido al efecto, las empresas de transmisión zonal dieron cumplimiento al requerimiento legal, luego de lo cual la Comisión procedió a revisar y, en su caso, corregir la información recibida, solicitando en lo pertinente una serie de aclaraciones a las empresas;

f) Que mediante Resolución Exenta CNE N° 83, de fecha 10 de febrero de 2017, se aprobó el Informe Técnico Preliminar sobre Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019, la cual fue publicada en la página web de la Comisión y comunicada con esa misma fecha a las empresas propietarias u operadoras de transmisión zonal y de transmisión dedicadas, participantes, usuarios e instituciones interesadas mediante correo electrónico;

g) Que dentro de plazo legal establecido al efecto, presentaron observaciones al referido Informe las empresas Compañía Minera Amalia, Panguipulli, AES Gener, CGE, Chilquinta Energía, Colbún, ENEL Distribución, ENGIE, SAESA, FRONTEL, Sistema de Transmisión del Sur y Transelec; y

h) Que, en consecuencia, habiéndose dado cumplimiento a las respectivas etapas e hitos indicados en el artículo duodécimo transitorio de la Ley 20.936, corresponde emitir y aprobar a través del presente acto administrativo el Informe Técnico Final que define el valor anual de los sistemas de transmisión zonal y la proporción de la transmisión dedicada que los usuarios sujetos a regulación de precios hacen uso de éstas, así como también sus respectivas fórmulas de indexación.

RESUELVO:

Artículo Primero: Apruébase el Informe Técnico Final Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018 - 2019, cuyo texto se transcribe a continuación:

INFORME TÉCNICO FINAL

DETERMINACIÓN DEL VALOR ANUAL DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ZONAL Y TRANSMISIÓN DEDICADA

BIENIO 2018-2019

Marzo de 2017
SANTIAGO – CHILE

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
Ministerio de Energía

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 4
2. ASPECTOS GENERALES DEL PROCESO 8
2.1. Desarrollo y resultados de los Estudios 8
2.2. Identificación de los Sistemas de Transmisión Zonal 9
2.3. Identificación de Propietarios 13
2.4. Identificación de instalaciones de transmisión dedicada que son utilizadas por usuarios sujetos a fijación de precios 14
3. VALOR DE INVERSIÓN DE LAS INSTALACIONES (VI) 16
3.1. Revisión del Listado de Instalaciones 16
3.1.1. Consideraciones Generales 16
3.1.2. Listado de instalaciones al 31 de diciembre de 2015 17
3.2. Revisión de Precios de las Instalaciones 25
3.2.1. Costos Unitarios de Equipos y Materiales 26
3.2.2. Recargos 33
3.2.3. Derechos relacionados con el uso del suelo y medio ambiente 62
3.2.4. Bienes Muebles e Inmuebles 64
3.3. VI Resultante 69
4. ANUALIDAD DEL VALOR DE INVERSIÓN DE LAS INSTALACIONES (AVI) 71
4.1. AVI Resultante 71
5. COSTOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN 72
5.1. Consideraciones Generales 72
5.2. Revisión Personal Propio 73
5.3. Revisión Cuadrillas 76
5.4. Revisión Materiales utilizados 77
5.5. Revisión Servicios tercerizados 78
5.6. Revisión Arriendos 79
5.7. Revisión Otros Costos considerados en el COMA 79
5.8. COMA Resultante 84
6. VALOR ANUAL DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ZONAL Y TRANSMISIÓN DEDICADA 85
6.1. Aspectos Legales 85
6.2. Metodología de determinación 86
6.3. AVI + COMA Resultante 86
7. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN 88
ANEXO Nº1: VALOR EFICIENTE DE INSTALACIONES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ZONAL 90
ANEXO Nº2: VALOR EFICIENTE DE INSTALACIONES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DEDICADA. 91
ANEXO Nº3: RESPUESTAS A OBSERVACIONES PRESENTADAS POR LAS EMPRESAS AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR 92

1. INTRODUCCIÓN

Con fecha 20 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.936, que establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

De acuerdo a lo establecido en el artículo undécimo transitorio del citado cuerpo legal, durante el período que medie entre el 1 de enero del 2016 y el 31 de diciembre de 2017 seguirá vigente el Decreto 14[1], con excepción de aquellas disposiciones, factores y condiciones relativas al pago por uso de sistemas de subtransmisión por parte de las centrales generadoras que inyecten directamente o a través de instalaciones adicionales su producción en dichos sistemas, quienes quedarán excluidos de dicho pago.

Por su parte, el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936 dispone que durante el período que dure la vigencia extendida del Decreto 14[2], se dará continuidad y término al proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional utilizados por usuarios sujetos a regulación de precios en curso al momento de publicación de la referida ley, de acuerdo a los términos dispuestos en el artículo que es citado.

El respectivo decreto, prosigue el artículo duodécimo transitorio, tendrá una vigencia que se extenderá desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019.

Para estos efectos, de acuerdo al inciso tercero de la norma transitoria en referencia, la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", deberá emitir un Informe Técnico que defina el valor anual de los sistemas de transmisión zonal y la proporción de la transmisión dedicada que los usuarios sujetos a regulación de precios hacen uso de éstas, así como también sus respectivas fórmulas de indexación, que servirá de base para la dictación del respectivo decreto supremo.

Dado el alcance y objeto del presente Informe Técnico, y conforme lo dispuesto en el artículo décimo transitorio de la Ley N° 20.936, las referencias a los sistemas de transmisión zonal y dedicado empleados en este documento, se entenderán referidas a los sistemas de subtransmisión y adicional, respectivamente.

Conforme con lo dispuesto en el inciso tercero del artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, el presente informe contiene, entre otras, las siguientes materias:

---

1 Decreto N° 14, de 2012, del Ministerio de Energía, que fija Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus Fórmulas de Indexación.

2 En conformidad a la facultad dispuesta en la Ley N° 20.805 que perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precios, mediante Decreto N° 7T de 2015, del Ministerio de Energía, se extendió la vigencia del Decreto 14 hasta el 31 de diciembre de 2015.

i. La identificación de los propietarios u operadores de los referidos sistemas;

ii. La valorización eficiente por sistema de transmisión zonal resultante de la suma de la anualidad del valor de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración, separado por cada propietario u operador;

iii. La valorización eficiente por sistema dedicado resultante de la suma de la anualidad del valor de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración, separado por cada propietario u operador, en la parte que los usuarios sujetos a fijación de precios hacen uso de estas instalaciones; y

iv. La determinación de las fórmulas de indexación para el período bienal.

De acuerdo al procedimiento descrito en el artículo duodécimo transitorio, mediante carta CNE N° 456, de fecha 28 de julio de 2016, se requirió a las empresas de transmisión zonal que actualizaran y/o complementaran el listado íntegro de sus instalaciones al 31 de diciembre de 2015. A través de la misma carta, se requirió también incorporar al referido listado las instalaciones de transmisión dedicada que son utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios y que se encontraban en operación al 31 de diciembre de 2015. El plazo para entregar dicha información expiró el pasado 30 de septiembre de 2016, fecha en la cual las empresas dieron cumplimiento al requerimiento legal, conforme al formato y las condiciones establecidas en la Resolución Exenta N° 93, de 2014, de la Comisión. A partir de dicha fecha, esta Comisión procedió a revisar y, en su caso, corregir la información recibida, solicitando en lo pertinente una serie de aclaraciones respecto a la misma.

El proceso al cual se refiere el presente Informe Técnico ha sido precedido por una serie de etapas, las cuales se verificaron bajo el imperio del Decreto con Fuerza de Ley N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante "LGSE" o "la Ley", que se encontraba vigente hasta antes de la publicación de la Ley N° 20.936.

Es así como mediante Resolución Exenta CNE N° 540, de fecha 2 de septiembre de 2013, la Comisión estableció los plazos y condiciones para formar el registro de Usuarios e Instituciones Interesadas. Posteriormente, mediante Resolución Exenta CNE N° 649, de fecha 15 de octubre de 2013, la Comisión declaró desierto el Registro de Usuarios e Instituciones Interesadas en el proceso de determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión.

A su turno, y en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 144 de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento que fija el procedimiento para la realización de los estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, en adelante e indistintamente "Decreto N°144" o "el Reglamento", mediante Resolución Exenta CNE N° 830, de fecha 27 de diciembre de 2013, la Comisión aprobó y publicó la

Lista Acordada de Empresas Consultoras, participantes de los procesos de licitación de los respectivos estudios a encargar por las empresas de transmisión zonal, para cada sistema.

De esta manera, dando curso progresivo al proceso, mediante Resolución Exenta CNE N° 93, de fecha 24 de marzo de 2014, la Comisión aprobó y comunicó las Bases Técnicas Definitivas de los Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, incorporando en éstas, lo resuelto por el Panel de Expertos en su Dictamen N° 1 de 2014.

Luego, mediante Decreto Exento N° 163, del Ministerio de Energía, publicado en Diario Oficial de fecha 14 de mayo de 2014, se determinaron las líneas y subestaciones eléctricas de subtransmisión del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central.

En este contexto, las empresas de transmisión zonal contrataron los estudios técnicos para efectos de determinar el Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, presentando a la Comisión el día 10 de octubre de 2014, los respectivos informes con los valores resultantes y las fórmulas de indexación propuestas, siendo éstos observados por la Comisión y solicitándose la corrección de algunos aspectos para su recepción. Posteriormente, a través de la Resolución Exenta CNE N° 648, de fecha 11 de diciembre de 2014, la Comisión dio por recepcionados los Informes Finales de los Estudios para determinar el Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, en adelante e indistintamente “Informes Finales de los Estudios”.

Luego de recepcionados los Informes Finales de los Estudios, mediante Resoluciones Exentas N°s 697 y 711, de fechas 26 y 30 de diciembre de 2014, respectivamente, la Comisión convocó para los días 15 y 16 de enero de 2015 la realización de la Audiencia Pública, oportunidad en que las empresas consultoras expusieron los resultados de los estudios por cada sistema de transmisión zonal. Por su parte, hasta el día 06 de febrero de 2015, las empresas de transmisión zonal y los participantes presentaron a la Comisión sus observaciones a los estudios presentados en la mencionada Audiencia Pública.

La realización de las referidas Audiencias, junto con el advenimiento del plazo para la presentación de las observaciones, constituyeron el último hito del proceso realizado conforme a las disposiciones de la Ley que se encontraban vigentes hasta antes de la publicación de la Ley N° 20.936.

Atendido el estado del proceso y habiéndose cumplido con las respectivas etapas e hitos indicados en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, mediante Resolución Exenta CNE N° 83, de fecha 10 de febrero de 2017, se aprobó el Informe Técnico Preliminar sobre Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019, el cual fue publicado en la página web de la Comisión y comunicado con esa misma fecha a las empresas propietarias u operadoras de transmisión zonal y de transmisión dedicadas, participantes, usuarios e instituciones interesadas mediante correo electrónico.

Dentro del plazo establecido en la ley, presentaron observaciones al referido Informe las empresas Compañía Minera Amalia, Panguipulli, AES Gener, CGE, Chilquinta Energía, Colbún, ENEL Distribución, ENGIE, SAESA, FRONTEL, Sistema de Transmisión del Sur y Transelec.

De esta manera, habiéndose cumplido con lo dispuesto en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, corresponde emitir el presente Informe Técnico Final que define el valor anual de los sistemas de transmisión zonal y la proporción de la transmisión dedicada que los usuarios sujetos a regulación de precios hacen uso de éstas, así como también sus respectivas fórmulas de indexación.

Forman parte integrante del presente Informe Técnico Final las bases de datos, antecedentes de respaldo y anexo con respuestas a las observaciones planteadas por las empresas, todos los cuales se encontrarán publicados en la página web de la Comisión, conforme a las condiciones que establezca el respectivo acto administrativo aprobatorio.

2. ASPECTOS GENERALES DEL PROCESO

2.1. Desarrollo y resultados de los Estudios

De acuerdo lo establecido en el artículo 21° del Reglamento, para efectos del desarrollo de los Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, en adelante e indistintamente "VASTx", las empresas de transmisión zonal comunicaron a la Comisión como Representantes de los estudios a las siguientes personas:

Sistema	Representante	Empresa
A	Raúl Valpuesta Araya	Transelec S.A. (antes Transelec Norte S.A.)
B	Pablo Caulier Salinas	CGE S.A. (antes Transnet S.A.)
C	Cristián Martínez Vergara	Chilquinta Energía S.A.
D	Daniel Gómez Sagner	Enel Distribución Chile S.A. (antes Chilectra S.A.)
E	Marco Sáez Vargas	CGE S.A. (antes Transnet S.A.)
F	Jorge Muñoz Sepúlveda	Sistema de Transmisión del Sur S.A.

Adicionalmente, las empresas de transmisión zonal informaron a la Comisión las siguientes empresas consultoras o consorcio de ellas que realizarían los estudios:

Sistema	Consultor
A	Consorcio Synex-Mercados-Electronet
B	Consorcio Synex-Mercados-Electronet
C	Set Energy S.A.
D	Systep Ingeniería y Diseño S.A.
E	GTD Ingenieros Consultores Ltda.
F	GTD Ingenieros Consultores Ltda.

Posteriormente, los estudios fueron desarrollados por los consultores, los cuales fueron recepcionados conforme por la Comisión el día 11 de diciembre de 2014. En los Informes Finales de dichos estudios los resultados presentados por las empresas de transmisión zonal para el período 2016-2019 fueron los siguientes:

	VASTx (miles US$)			
Sistema	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**
A	43.184	44.057	44.530	46.018
B	64.157	64.824	67.344	68.882
C	75.785	76.246	76.899	77.286
D	150.319	151.564	152.881	154.398
E	242.897	244.682	250.408	253.818
F	64.202	64.465	68.675	68.738
TOTAL	**640.544**	**645.837**	**660.736**	**669.140**

Finalmente, el VASTx del período 2016-2019 presentado por las empresas de transmisión zonal fue el siguiente:

Sistema	VASTx 2016-2019 (miles US$)
A	140.557
B	209.542
C	242.471
D	482.231
E	784.528
F	210.187
TOTAL	**2.069.516**

Por su parte, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, las empresas actualizaron y/o complementaron el listado íntegro de sus instalaciones al 31 de diciembre de 2015, así como también incorporaron al listado las instalaciones dedicadas que son utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios y que se encontraban en operación a la misma fecha. Para ello, las empresas contrataton con el Consultor GTD Ingenieros Consultores Ltda. la realización del estudio denominado "Validación y Modificación de las Bases de Datos de los Estudios de Determinación del Valor Anual de Subtransmisión. Cuadrienio 2016-2019", en adelante e indistintamente "Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones", el cual fue desarrollado para cada uno de los Sistemas, con la finalidad de obtener la valorización eficiente por sistema resultante de la suma de la anualidad del valor de la inversión (AVI) y de los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA), siendo los valores presentados informados en las tablas de resúmenes los siguientes:

Sistema	AVI+COMA Instalaciones al 31/12/2015 (US$)
A	46.773.713
B	87.058.528
C	77.765.137
D	155.564.585
E	365.638.809
F	59.778.711
TOTAL	**792.579.483**

2.2. Identificación de los Sistemas de Transmisión Zonal

Los sistemas de transmisión zonal fueron establecidos mediante el Decreto Exento N° 163 de 2014, del Ministerio de Energía, en el cual se determinaron cinco sistemas para el Sistema Interconectado Central (SIC) y uno para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Para cada uno de los sistemas, las principales características mencionadas en los estudios, son las siguientes:

a) Sistema A

Corresponde al sistema de transmisión zonal del Norte Grande, ubicado en el SING, el cual abarca las siguientes regiones:

- XV región de Arica y Parinacota;
- I región de Tarapacá; y
- II región de Antofagasta en forma parcial.

Territorialmente las instalaciones de transmisión zonal se encuentran en un área geográfica de aproximadamente 600 km de Norte a Sur y de 150 km de Este a Oeste, concentradas, en general, alrededor de las ciudades de Arica, Iquique, Antofagasta y Calama.

Prácticamente toda la zona presenta características desérticas, bajo régimen de precipitaciones, pocos asentamientos poblacionales y distantes entre sí, contaminación por niebla salina del océano y por polvo. En varios sectores se presenta además contaminación por la polución ácida de las empresas mineras y excremento de aves, lo que implica que las tareas de lavado de cadena de aisladores de las líneas aéreas sean realizadas en forma frecuente.

En el caso de algunas instalaciones, el acceso a las estructuras de líneas se ve dificultado debido a la existencia de caminos no asfaltados. Las tareas de mantenimiento se ven afectadas por la extensión geográfica del sistema, lo que se traduce en tiempos de desplazamiento prolongados y escasez de recursos logísticos fundamentales (alimentación y alojamiento).

b) Sistema B

Este sistema de transmisión zonal abarca las siguientes regiones:

- II región de Antofagasta en forma parcial;
- III región de Atacama;
- IV región Coquimbo; y
- V región en forma parcial.

Territorialmente las instalaciones de transmisión zonal se encuentran en un área geográfica de aproximadamente 850 km de Norte a Sur y de 150 km de Este a Oeste, distribuidas a lo largo de todo el sistema con cierta preeminencia alrededor de las ciudades de Copiapó, La Serena y Quillota.

La zona al Norte de La Serena presenta características desérticas, bajo régimen de precipitaciones, pocos asentamientos poblacionales y distantes entre sí, contaminación por niebla salina del océano y por polvo. Además, en el caso de algunas instalaciones, el acceso a las estructuras de las líneas es dificultoso.

Por su parte, la zona al Sur de La Serena presenta terrenos más fértiles, existiendo numerosos predios privados con vegetación por donde transcurren parte de las líneas, lo que dificulta la operación y mantenimiento, dado que se debe solicitar autorización de los dueños de los predios para ingresar y realizar las tareas necesarias.

Entre las particularidades de cada zona que impactan sobre el desarrollo de las actividades operativas, se pueden mencionar las siguientes:

Zona Copiapó: presenta un sistema con topología radial, tanto de líneas como subestaciones, lo que impide desconectar instalaciones. La escasa presencia de lluvias en la zona implica lavado de aisladores en forma periódica. Por su geografía, todas las instalaciones de la tercera región reciben en algún grado contaminación por polvo en suspensión, siendo las más críticas aquellas que además se afectan por la actividad minera. Además existen largas distancias de recorrido para acceder a algunas instalaciones.

Zona La Serena: presenta subestaciones en zonas costeras afectadas por la contaminación salina. Existen largas distancias de recorrido para acceder a algunas instalaciones. El trazado de las líneas atraviesa los valles transversales. Existe contaminación debido al tránsito de vehículos por caminos de tierra, por polvo del proceso de carga del material minero y por excremento de aves.

Zona Los Vilos: las proximidades a Ventanas y Campiche, que corresponde a LT 110 kV Quillota-Marbella, es una zona de contaminación industrial. Además, existe contaminación debido al tránsito de vehículos por caminos de tierra, por polvo producto del proceso de carga de material minero y por excremento de aves.

c) Sistema C

Este sistema de transmisión zonal abarca las siguientes regiones:

- V región de Valparaíso, en forma parcial; y
- Región Metropolitana (sólo en algunas zonas limítrofes con el sistema D).

Territorialmente las instalaciones de transmisión zonal se encuentran en un área geográfica de aproximadamente 160 km de Norte a Sur y de 168 km de Este a Oeste.

Esta zona presenta un clima mediterráneo con variada vegetación, donde el incremento de vegetación y por sobre todo el desarrollo agrícola de la zona, provoca que parte de las líneas del sistema transcurran por predios agrícolas o bosques. Lo anterior influye en las actividades de mantenimiento de la franja de servidumbre, considerándose tareas de poda y corte de árboles, ya sea ornamentales, frutales u otros.

Adicionalmente, esta zona posee centros urbanos importantes en las cercanías de la costa y en los valles. Lo primero provoca que las subestaciones estén expuestas a contaminación salina, como

sucede en las cercanías de Valparaíso; mientras que el segundo punto genera la necesidad de conducir trazados a través de los valles de la región de Valparaíso y la región Metropolitana, los cuales, además, son afectados por contaminación debido al tránsito de vehículos por caminos de tierra y por polvo producto de procesos industriales. Lo anterior conlleva a que en estas zonas se necesiten lavados permanentes de las cadenas de aisladores de las líneas aéreas, pero a diferencia de las zonas al norte del sistema, los incrementos en las precipitaciones permiten que estos lavados tengan una periodicidad menor.

d) Sistema D

Este sistema de transmisión zonal abarca las siguientes regiones:

- Región Metropolitana.
- V región de Valparaíso (sólo en algunas zonas limítrofes con el sistema C).

Territorialmente las instalaciones de transmisión zonal se encuentran en un área geográfica de aproximadamente 100 km de Norte a Sur y de 70 km de Este a Oeste.

Esta zona presenta un clima mediterráneo con variada vegetación, con predominio de sectores cordilleranos, valles y cuencas, además de una elevada densidad de población.

En forma similar a lo que sucede en el sistema C, el incremento en las precipitaciones permite que dentro de los planes de mantenimiento las actividades, como el lavado de cadenas de aisladores se realice con menor periodicidad que en la zona norte del país, salvo en aquellas zonas con una fuerte contaminación industrial.

La existencia de una fuerte concentración de población en esta zona provoca que las líneas transcurran por predios agrícolas y zonas urbanas, siendo en estas últimas necesarias constantes inspecciones visuales con el fin de detectar en forma oportuna la necesidad de colocación o remplazo de placas de señalización, reparación de protecciones anti trepado, retiro de elementos extraños a las estructuras, entre otros.

e) Sistema E

Este sistema de transmisión zonal abarca las siguientes regiones:

- Región Metropolitana (una sección limítrofe con el sistema D);
- VI región del Libertador General Bernardo O'Higgins:
- VII región del Maule;
- VIII región del Biobío;
- IX región de la Araucanía; y
- XIV región de los Ríos.

Territorialmente las instalaciones de transmisión zonal se encuentran desde Alto Jahuel hasta Temuco, alcanzando del orden de 675 km de Norte a Sur.

La zona al norte de la región del Biobío presenta un clima templado mediterráneo lo que permite en la depresión intermedia el desarrollo de vegetación arbustiva, mientras que en los sectores de la cordillera de la Costa y de los Andes, debido a la mayor humedad, se desarrollan bosques de boldos, peumos y robles, entre otros. Lo anterior, sumado a una distribución dispersa de la población con concentraciones en la depresión intermedia, conlleva a que las líneas se vean expuestas no solo a cambios de vegetación sino también a condiciones extremas de temperatura en sectores cordilleranos. Para evitar posibles fallas en las instalaciones, se incrementa la periodicidad de inspecciones visuales con el fin de detectar en forma oportuna posibles daños en los equipos. En cuanto a los lavados de las cadenas de aislación, éstos se hacen con baja periodicidad y sólo en aquellas zonas donde la contaminación industrial lo haga estrictamente necesario. En estas zonas, a causa de la mayor vegetación, la corta y poda de árboles se intensifica, llegando a necesitar corta y podas para árboles de longitudes superiores a 10 metros.

La zona al sur de la región del Biobío presenta un clima con elevadas precipitaciones, lo cual permite que las instalaciones eléctricas de la zona no requieran mantenimientos por concepto de lavado de aislación. Esta zona posee una vegetación del tipo boscosa, densa y abundante, lo que implica una constante mantención de la franja de servidumbres, requiriendo labores de corte y poda de árboles, incluso con alturas superiores a 10 metros.

f) Sistema F

Este sistema de transmisión zonal abarca las siguientes regiones:

- XIV región de los Ríos; y
- X Región de los Lagos

Territorialmente las instalaciones de transmisión zonal se encuentran desde la ciudad de Valdivia hasta la Isla de Chiloé, alcanzando del orden de 420 km de Norte a Sur.

Esta zona presenta un clima con elevadas precipitaciones, lo cual permite que las instalaciones eléctricas de la zona no requieran mantenimientos por concepto de lavado de aislación. Esta zona posee una vegetación del tipo boscosa, densa y abundante, lo que implica una constante mantención de la franja de servidumbres, requiriendo labores de corte y poda de árboles, incluso con alturas superiores a 10 metros.

2.3. Identificación de Propietarios

Los propietarios de las instalaciones de transmisión zonal y transmisión dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, se presenta a continuación:

NÓMINA DE EMPRESAS PROPIETARIAS DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN ZONAL Y DEDICADA (REGULADOS)		
Código	**Razon Social**	**Nombre de Fantasia**
P_022	METRO S.A.	METRO S.A.
P_026	COOPERATIVA DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CURICÓ LTDA.	COOP ELÉCTRICA CURICÓ
P_032	TRANSELEC S.A.	TRANSELEC S.A.
P_040	COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA CODINER LIMITADA	CODINER LTDA
P_051	COOPERATIVA DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CHILLÁN LTDA	COPELEC
P_052	EMPRESA ELECTRICA PUENTE ALTO LTDA.	EMPRESA ELECTRICA PUENTE ALTO LTDA.
P_053	DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA	SOCOEPA
P_061	ALTONORTE XSTRATA COPPER	ALTONORTE XSTRATA COPPER
P_069	COMPAÑÍA ELÉCTRICA DEL LITORAL S.A.	LITORAL
P_079	AES GENER S.A.	AES GENER
P_083	CGE S.A. (Antes TRANSNET S.A.)	CGE S.A.
P_086	COLBUN S.A.	COLBUN S.A.
P_089	EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.	ELIQSA
P_090	EMPRESA ELÉCTRICA DE ANTOFAGASTA S.A.	ELECDA
P_091	EMPRESA ELECTRICA DE ARICA S.A.	EMELARI
P_100	SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.	STS
P_107	COMPAÑÍA ELÉCTRICA TARAPACÁ S.A.	CELTA
P_111	ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A. (Antes CHILECTRA S.A.)	ENEL
P_113	CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	CHILQUINTA ENERGÍA
P_114	PUNTILLA	PUNTILLA
P_116	EMPRESA ELECTRICA INDUSTRIAL S.A.	CENTRAL CARENA
P_117	LUZPARRAL S.A.	LUZPARRAL
P_118	EMPRESA ELECTRICA PANGUIPULLI S.A.	PANGUIPULLI S.A.
P_119	LUZLINARES S.A.	LUZLINARES
P_120	EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA TRANSEMEL S.A.	TRANSEMEL
P_122	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	SAESA
P_123	EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	FRONTEL
P_126	TRANSELEC S.A. (Antes TRANSELEC NORTE S.A.)	TRANSELEC S.A.
P_133	CODELCO CHILE - DIVISION CODELCO NORTE	CODELCO NORTE
P_164	ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (ANTES E-CL S.A.)	ENGIE
P_180	EMPRESA NACIONAL DE TELECOMUNICACIONES S.A.	ENTEL
P_181	CMPC PAPELES CORDILLERA	CMPC PAPELES CORDILLERA
P_182	DUKE ENERGY INTERNATIONAL DUQUECO SpA.	DEI DUQUECO
P_185	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	ENDESA
P_187	MASISA S.A.	MASISA
P_189	MINERA MICHILLA SPA	MICHILLA

2.4. Identificación de instalaciones de transmisión dedicada que son utilizadas por usuarios sujetos a fijación de precios

De acuerdo a lo establecido en el inciso tercero del artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, el presente informe técnico debe contener, entre otras materias, la valorización eficiente por sistema dedicado resultante de la suma de la anualidad del valor de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración, separado por cada propietario u operador, en la parte que los usuarios sujetos a fijación de precios hacen uso de estas instalaciones.

Para obtener esta valorización, primero se deben identificar las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, que se encuentren en operación al 31 de diciembre de 2015.

Como metodología para la determinación del referido listado de instalaciones, esta Comisión, a partir de la información proporcionada por los CDEC en respuesta a las cartas CNE N° 514 y N° 515, ambas de fecha 29 de agosto de 2016, elaboró un listado preliminar de aquellos consumos correspondientes a clientes regulados. El referido listado preliminar fue luego puesto en conocimiento de las empresas, las cuales en su caso lo complementaron o corrigieron, arribándose así al listado de instalaciones que se incorpora al inventario para efectos de su valorización.

Por su parte, para efectos de determinar la parte o proporción que es utilizada por usuarios sujetos a regulación de precios, respecto al conjunto de instalaciones definidas conforme lo indicado en los párrafos precedentes, esta Comisión utilizó la misma metodología de cálculo de participaciones para las instalaciones de transmisión zonal contenida en las Bases Técnicas. Con los resultados de los cálculos se procedió a identificar la participación que representan los consumos de clientes sujetos a regulación de precios en cada una de las barras que fueron analizadas, obteniéndose así la proporción de utilización del consumo sujeto a fijación de precios sobre esas instalaciones.

3. VALOR DE INVERSIÓN DE LAS INSTALACIONES (VI)

De acuerdo a lo establecido en el numeral 3.2 de las Bases Técnicas, y en concordancia con lo establecido en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, la valorización eficiente de las instalaciones por sistema de transmisión zonal se obtendrá de la suma de los costos de adquisición e instalación eficientes de sus componentes y equipos, de acuerdo con valores de mercado, incluyendo fletes, bodegaje, montaje, ingeniería, gastos generales, intereses intercalarios, los derechos relacionados con el uso del suelo y medio ambiente, los bienes intangibles y el capital de explotación. Por su parte, la misma valorización es aplicada a las instalaciones de transmisión dedicada empleadas por usuarios sujetos a regulación de precios.

Particularmente, para efectos de determinar la valorización de los derechos relacionados con el uso de suelo, tales como los referidos a adquisición de terrenos, su uso y goce, los gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de servidumbres voluntarias o forzosas, utilizadas por instalaciones de transmisión zonal, se considerará el valor asignado en el Informe Técnico Definitivo para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el Cuadrienio 2011-2014, que sirvió de base a la dictación del Decreto 14.

Para efectos de determinar el valor anual de los sistemas de transmisión zonal y de transmisión dedicada empleados por usuarios sujetos a regulación de precios, la Comisión tuvo en consideración los Informes Finales de los Estudios, así como también los antecedentes entregados por las empresas de transmisión zonal el día 30 de septiembre de 2016, a través de los Estudios de Validación y Modificación de Instalaciones.

Cabe señalar que en aquellos casos en que las instalaciones no fueron presentadas a la Comisión en el tiempo y forma establecidos en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, éstas no se consideraron en la determinación del valor anual de los sistemas de transmisión zonal y de transmisión dedicada que son utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, por el período tarifario 2018 – 2019.

3.1. Revisión del Listado de Instalaciones

3.1.1. Consideraciones Generales

De acuerdo a lo establecido en el artículo duodécimo de las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936, a más tardar el día 30 de septiembre de 2016 las empresas de transmisión zonal debían enviar a la Comisión la actualización y/o complemento del listado íntegro de sus instalaciones al 31 de diciembre de 2015, conforme al formato y las condiciones que se señalan en la Resolución Exenta N° 93, de 2014, de la Comisión.

Para estos efectos, de acuerdo al artículo antes citado, se consideraron como parte del inventario las líneas y subestaciones eléctricas contenidas en el Decreto Supremo N°163, de 2014[3], en concordancia con lo establecido en el Decreto Supremo 23T, de 2015[4], ambos del Ministerio de Energía, más aquellas otras instalaciones que fueron aceptadas como pertenecientes al sistema de subtransmisión por parte del CDEC correspondiente y que se encontraban en operación al 31 de diciembre de 2015. Adicionalmente, se incorporaron al inventario las instalaciones dedicadas que son utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios y que se encontraban en operación al 31 de diciembre de 2015, determinadas por esta Comisión.

Junto con lo anterior, cabe señalar que en aquellos casos en que las instalaciones no fueron presentadas a la Comisión en tiempo y forma, ellas no fueron consideradas en el presente Informe Técnico.

De esta manera, a partir de lo señalado en los párrafos anteriores, se obtuvo el conjunto de instalaciones consideradas para la determinación del AVI+COMA de los sistemas de transmisión zonal y de transmisión dedicada que son utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, para el período tarifario 2018 – 2019.

Luego, conforme a lo expuesto precedentemente y sujetándose a lo establecido en las Bases Técnicas y al mencionado artículo transitorio de la Ley N° 20.936, esta Comisión procedió a revisar y en su caso corregir el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones entregado por las empresas.

3.1.2. Listado de instalaciones al 31 de diciembre de 2015

Para efectos de la determinación del Listado de instalaciones de transmisión zonal y de transmisión dedicada que son utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios, esta Comisión procedió, en primer término, a efectuar una revisión de la consistencia de los inventarios presentados, para luego introducir ajustes a los mismos, a partir de la revisión efectuada. Ambas etapas se describen en los numerales siguientes.

3.1.2.1. Consistencia del inventario presentado por las empresas

Inicialmente la Comisión revisó la consistencia entre lo declarado en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones y lo contenido en las bases de datos en SQL Server 2012 adjuntas como respaldos, en base a lo siguiente:

---

[3] Decreto Exento N° 163, del Ministerio de Energía, publicado en Diario Oficial de fecha 14 de mayo de 2014, a través del cual se determinaron las líneas y subestaciones eléctricas de subtransmisión del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central.

[4] Decreto Supremo N° 23T, del Ministerio de Energía, publicado en Diario Oficial de fecha 3 de febrero de 2016, que fija instalaciones de del sistema de transmisión troncal, el área de influencia común, el valor anual de transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuadrienio 2016-2019.

- Se revisó la consistencia de la información declarada en las bases de datos, evaluándose si se cumplía con la especificación del modelo de datos, la entrega de antecedentes obligatorios, validaciones básicas de inventario y conectividad, contenidos de costos unitarios y recargos, entre otros.
- Se revisó la consistencia entre la información declarada en las tablas de detalle del modelo de datos con la declarada en las tablas de resúmenes.
- Se revisó el proceso de cálculo y valorización del Valor de las Inversiones (VI).
- Se revisó el proceso de cálculo y valorización de la Anualidad del Valor de las Inversiones (AVI).
- Se revisó el tratamiento de asignación de los Costos de Operación, Mantención y Administración (COMA).
- Se revisó el proceso de valorización eficiente (AVI+COMA).

Cabe señalar que en la totalidad de los sistemas se encontraron diferencias entre los valores presentados en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, y los contenidos en las bases de datos en SQL Server 2012 adjuntas como respaldos. Adicionalmente, en la base de datos se detectaron diferencias entre los valores presentados en las tablas de resúmenes y las tablas de detalle.

En base a lo expuesto, los resultados de las revisiones de consistencia realizadas a los valores de VI, AVI, COMA y AVI+COMA declarados por las empresas en las bases de datos para las instalaciones existentes al 31 de diciembre de 2015 informados en las tablas de resúmenes, en relación a los calculados por esta Comisión a partir de los valores contenidos en las tablas de detalle, fueron los siguientes:

a) Comparación VI

	VI Instalaciones al 31/12/2015 (US$)	
Sistema	**Declarado**	**Calculado**
A	262.137.153	262.331.258
B	603.999.970	607.243.688
C	529.678.042	529.923.825
D	1.227.488.627	1.227.510.470
E	2.797.850.703	2.802.632.114
F	394.251.370	394.343.561
TOTAL	**5.815.405.866**	**5.823.984.915**

b) Comparación AVI

	AVI Instalaciones al 31/12/2015 (US$)	
Sistema	**Declarado**	**Calculado**
A	28.184.082	28.204.508
B	63.519.827	63.850.323
C	57.098.785	57.124.912
D	131.471.834	131.474.151
E	291.821.210	292.319.789
F	42.354.578	42.364.356
TOTAL	**614.450.315**	**615.338.039**

c) Comparación COMA

	COMA Instalaciones al 31/12/2015 (US$)	
Sistema	**Declarado**	**Calculado**
A	18.589.631	18.589.630
B	23.538.702	23.538.701
C	20.666.352	20.666.415
D	24.092.751	24.092.751
E	73.817.599	73.818.052
F	17.424.133	17.424.133
TOTAL	**178.129.168**	**178.129.682**

d) Comparación AVI + COMA

	AVI+COMA Instalaciones al 31/12/2015 (US$)	
Sistema	**Declarado**	**Calculado**
A	46.773.713	46.794.138
B	87.058.528	87.389.024
C	77.765.137	77.791.327
D	155.564.585	155.566.902
E	365.638.809	366.137.841
F	59.778.711	59.788.489
TOTAL	**792.579.483**	**793.467.721**

3.1.2.2. Ajustes al Inventario realizado por la Comisión

A partir de las instalaciones resultantes de la etapa descrita en el punto 3.1.2.1 Consistencia del inventario presentado por las empresas, se procedió a revisar la información correspondiente a los inventarios presentados en las bases de datos del Estudio de Validación y Modificación de

Instalaciones y que fueron cargados en las bases de datos de esta Comisión, conforme al formato y las condiciones que se señalan en la Resolución Exenta N° 93, de 2014, de la Comisión. Para lo anterior, los antecedentes disponibles considerados para la revisión fueron los siguientes:

- Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones.
- Estudio de apoyo a CNE denominado "Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal y Subtransmisión", realizado por el consorcio EVRSTT (Mega-Red, Energética, Sysred, HCC y Gaxu) para la Comisión Nacional de Energía.
- Información disponible de procesos tarifarios anteriores de subtransmisión y transmisión troncal desarrollados por esta Comisión.
- Aclaraciones y/o antecedentes complementarios entregados por las empresas de transmisión zonal en respuesta a las solicitudes realizadas por esta Comisión, mediante las siguientes cartas:

  - Carta CNE N° 647, de fecha 28 de octubre de 2016.
  - Carta CNE N° 648, de fecha 28 de octubre de 2016.
  - Carta CNE N° 649, de fecha 28 de octubre de 2016.
  - Carta CNE N° 650, de fecha 28 de octubre de 2016.
  - Carta CNE N° 651, de fecha 28 de octubre de 2016.
  - Carta CNE N° 652, de fecha 28 de octubre de 2016.
  - Carta CNE N° 731, de fecha 18 de noviembre de 2016.
  - Carta CNE N° 732, de fecha 18 de noviembre de 2016.
  - Carta CNE N° 751, de fecha 24 de noviembre de 2016.
  - Carta CNE N° 802, de fecha 22 de diciembre de 2016.

- Observaciones realizadas por las empresas Compañía Minera Amalia, Panguipulli, AES Gener, CGE, Chilquinta Energía, Colbún, ENEL Distribución, ENGIE, SAESA, FRONTEL, Sistema de Transmisión del Sur y Transelec, al Informe Técnico Preliminar sobre Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada Bienio 2018-2019 (Resolución Exenta CNE N° 83, de fecha 10 de febrero de 2017).

A continuación se detalla la metodología empleada en la revisión del inventario de la infraestructura eléctrica. Considerando la gran variedad y diversidad de componentes existentes, la revisión efectuada por la Comisión se centró principalmente en las obras civiles, acero en estructuras, conductores, cables de guardia, estructuras, conjuntos de aislación, tramos, vanos e infraestructura en subestaciones.

a) Obras Civiles (OOCC)

La revisión realizada se efectuó en relación a la obra civil que fue posible asociar a una instalación en particular. El análisis efectuado en cada sistema permitió concluir que las cantidades presentadas de hormigón corresponden en general a cantidades razonables. Por su parte, en aquellos casos de instalaciones donde las cantidades informadas para las obras civiles fueron superiores al promedio,

ellas fueron observadas por esta Comisión y luego aclaradas y en su caso corregidas por las empresas, considerándose finalmente las cantidades informadas por éstas.

b) Acero en Estructuras

Para la revisión de la cantidad de acero en las distintas estructuras, esta Comisión consideró los siguientes tipos de estructuras de líneas presentes en el modelo de datos:

- Arco
- Estructura de Acero compacta
- Portal
- Poste Hormigón
- Poste Madera
- Poste Tubular
- Torre

Por su parte, cada tipo de estructura, a su vez, es intensiva en el uso de diferentes materiales, los cuales se resumen a continuación:

- Acero de Postes-DiseñoEspecial
- Acero de Postes-Reticulado
- Acero de Postes-Tubular
- Acero Estructural Reticulado Astm A36-Reticulado
- Acero Estructural Tubular A572 Gr50-Reticulado
- Acero Estructural Tubular A572 Gr50-Tubular
- Acero Estructural Tubular A572 Gr65-Tubular
- Galvanizado A35-Tubular
- Galvanizado A37-Reticulado
- Galvanizado A37-Tubular
- Pernos
- Postes grado 65-Tubular

Dados los tipos de estructura y sus materiales, es posible encontrar para cada tensión existente en el sistema la cantidad de acero por tipo de estructura y por material usado. A modo de ejemplo, se encuentra definida la cantidad de *Acero de Postes-Reticulado* para tensiones de *110 kV* para una estructura de *Anclaje*, del tipo *Portal*.

Para cada grupo identificado (las combinaciones existentes entre las tablas antes mencionadas son 136), se determinó una cantidad de acero representativa. Lo anterior se definió en función de la información de la cantidad de acero referencial para ciertos tipos de estructura, de promedios y moda de acero usado por cada grupo identificado y por relaciones lógicas (una estructura de Suspensión no podría tener más acero que una de anclaje o remate para una misma tensión y tipo de estructura).

Una vez definida la cantidad de acero representativa, toda la cantidad de acero por estructura informada por sobre dicho valor fue observada por esta Comisión, luego de lo cual las respectivas empresas aclararon y en su caso corrigieron la información entregada, considerándose finalmente las cantidades informadas por éstas.

c) Conductores

Para definir el largo de conductor usado en una línea de transmisión se utilizaron como base las relaciones mecánicas entre longitud de vano, distancia de seguridad de la flecha de la línea y el peso del conductor. El cálculo, que es independiente del nivel de tensión, se realiza con las fórmulas de la parábola, que son una buena aproximación de las fórmulas de la catenaria:

$$f = \frac{p_c * a^2}{8 * T} \quad L = a + \frac{p_c^2 * a^3}{24 * T^2}$$

Dónde:

p_c : Peso del conductor (kg/m).
a : Longitud del vano (m).
T : Tensión mecánica (kg).

Cabe señalar que la longitud del vano tiene, sin embargo, relación con la tensión dada por la altura de las torres (a mayor altura se puede admitir una flecha mayor para la distancia mínima al suelo, que es la restricción impuesta por las normas).

Considerando lo anterior, en la tabla siguiente se muestran valores típicos para líneas de 66 KV, 110 kV y 220 kV, y para dos tipos de conductores de aluminio AAAC que son de bastante uso en líneas de transmisión zonal:

Conductor	Peso conductor (kg/m)	Tensión (kV)	Vano Medio (m)	Tensión (kg)	Longitud conductor (m)	Flecha (m)	Longitud / vano (%)
Canton	0,5511	66	150	600	150,12	2,58	100,1%
Canton	0,5511	110	250	800	250,31	5,38	100,1%
Canton	0,5511	220	400	1000	400,81	11,02	100,2%
Flint	1,035	66	150	800	150,24	3,64	100,2%
Flint	1,035	110	250	1000	250,70	8,09	100,3%
Flint	1,035	220	400	1500	401,27	13,80	100,3%

La relación máxima resultante de este análisis es 1,003, razón por la cual este valor fue usado para dimensionar la longitud máxima de los conductores de todas las líneas de los sistemas de transmisión zonal. En aquellos casos en que la relación máxima fue superada por el valor antes señalado, los mismos fueron observados por esta Comisión, luego de lo cual las respectivas

empresas aclararon y en su caso corrigieron la información entregada, considerándose finalmente los valores informados por éstas.

d) Cables de Guardia

La primera relación definida es que la longitud del cable de guardia tiene relación "uno es a uno" con la longitud del vano. Lo anterior, dadas las características físicas del cable de guardia y la información recibida por parte de las empresas.

Por lo expuesto, en aquellos vanos que presentaban un cable de guardia superior a su longitud, ellos fueron observados por esta Comisión, luego de lo cual las longitudes informadas fueron aclaradas y en su caso corregidas por las empresas, considerándose finalmente la información entregada por éstas.

e) Estructuras

Se revisó la conectividad de las estructuras de líneas, verificándose que cada estructura (según tipo) tuviera asociado, en forma y cantidades adecuadas, cada uno de los siguientes ítems:

- Conjunto de aislación
- Obra civil
- Vanos

En los casos en que se presentaron problemas estos fueron aclarados por las empresas o bien corregidos, considerándose finalmente la información entregada por éstas.

f) Conjuntos de aislación

De la revisión de los conjuntos de aislación se observó que algunas declaraciones presentaban problemas en la cantidad de elementos asignados, siendo esta mayor a la cantidad de elementos declarados, es decir, asignaciones de conjuntos de aislación mayores a 1. Adicionalmente, se detectaron errores en la información de la declaración, por ejemplo, problemas con IDs o descripciones que no correspondían.

En los casos mencionados, las empresas procedieron a corregir la información, considerándose finalmente la información entregada por éstas.

g) Tramos

Se realizó una revisión de los tramos declarados, donde se verificó la existencia de dichos tramos en el Decreto Supremo N°163, de 2014[5], en concordancia con lo establecido en el Decreto Supremo 23T, de 2015, así como en la informacion técnica disponible de los CDEC.

[5] Decreto Exento N° 163, del Ministerio de Energía, publicado en Diario Oficial de fecha 14 de mayo de 2014, a través del cual se determinaron las líneas y subestaciones eléctricas de subtransmisión del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central.

En base a ello, las empresas procedieron a realizar adaptaciones a sus bases procediendo a eliminar aquellos tramos que ya no se encontraban en servicio al 31 de diciembre de 2015 o bien hubiesen sido clasificados como parte del sistema nacional. Por otro lado, se adicionaron nuevas instalaciones como pertenecientes al sistema zonal o bien al sistema dedicado utilizado por usuarios sujetos a regulación de precios.

h) Vanos

Por nivel de tensión y sistema se revisaron las longitudes de los vanos, encontrándose algunos casos en que se excedía en forma considerable los largos promedios. Lo anterior, se debió a que el largo total del tramo había sido informado en un solo vano. Consultadas las empresas procedieron a solucionar este problema declarando adecuadamente la cantidad de vanos y su correspondiente longitud.

i) Infraestructura en Subestaciones

La revisión realizada consideró contrastar la cantidad de elementos declarados con rangos esperados para cada una de ellas, teniendo en cuenta su tamaño y ubicación. Además, se revisaron las conexiones de los elementos presentes en las subestaciones, haciendo la reconstrucción de los elementos que debían estar asociados a un paño, transformador, patio o a la subestación. Los elementos analizados fueron los siguientes:

- Elementos de protecciones
- Pararrayos
- Pararrayos de transformadores
- Inventario de accesorios y materiales
- Bancos de condensadores
- Casetas de protección
- Cierres perimetrales
- Condensadores de acoplamiento
- Conductores
- Desconectadores
- Elementos de paño
- Elementos de SCADA
- Interruptores
- Trampas de onda
- Transformadores de poder
- Transformadores de potencial
- Transformadores de corriente
- Obras Civiles

En aquellos casos en que se presentaron anomalías en relación a este concepto, los antecedentes fueron observados por esta Comisión, luego de lo cual las empresas procedieron a aclarar y en su caso corregir la información entregada. No obstante lo anterior, esta Comisión ajustó para el Sistema B la cantidad presentada del elemento “Cargador 48 Vcc”, así como para el Sistema F las

cantidades presentadas para los elementos "PLATAFORMA OPERACION – Parrilla Metálica Galvanizada" y "PLATAFORMA DE OPERACIÓN", por ser estos excesivos y no aclarados por parte de las empresas.

3.2. Revisión de Precios de las Instalaciones

De acuerdo a lo establecido en el numeral 3.2 de las Bases Técnicas, las componentes de las instalaciones de transmisión zonal se valorizan conforme su costo puesto y habilitado en terreno, de acuerdo a su costo de adquisición y a los costos de las tareas propias del proyecto de habilitación de la instalación o infraestructura como proyecto completo (recargos).

Para las componentes de cada instalación o infraestructura, y en forma coincidente con lo establecido en el citado numeral de las Bases Técnicas, se han considerado los siguientes ítems de costos:

- Costos unitarios de equipos y materiales.
- Recargos.
  - Recargo por flete.
  - Recargo por bodegaje.
  - Montaje.
  - Recargo por ingeniería.
  - Recargo por gastos generales.
  - Intereses intercalarios.
  - Bienes Intangibles.
  - Capital de Explotación.
- Derechos relacionados con el uso del suelo y medio ambiente.
- Bienes Muebles e Inmuebles.

Como parte de la metodología utilizada en la revisión de los mencionados ítems, esta Comisión realizó un benchmarking entre los antecedentes, datos y estudios disponibles, considerando como base los valores informados por las empresas de transmisión zonal en sus estudios entregados a esta Comisión, en específico, los antecedentes presentados en las bases de datos en formato SQL Server 2012 de los Informes Finales de los Estudios y del Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones. Además, esta Comisión realizó un análisis de consistencia y de cruce de información de los mencionados valores, con los datos de respaldo entregados, corrigiendo la información en aquellos casos en que se encontraron diferencias.

La información disponible considerada para la revisión realizada por esta Comisión fue la siguiente:

- Informes Finales de los Estudios.
- Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones.

- Estudio de Precios de Mercado de equipos y materiales de Subtransmisión para el Estudio Tarifario 2014-2018, realizado por ALV&Asociados Consultores para Empresas Eléctricas A.G.
- Estudio de Precios de Elementos de Transmisión del año 2013, realizado por Consultorías HCC Ltda. para la Comisión Nacional de Energía.
- Precios Unitarios presentados como respaldo del Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018, desarrollado por Consorcio Mercados Interconectados.
- Resolución Exenta CNE N°390, de 31 de julio de 2015, que Aprueba Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016-2019.
- Estudio de apoyo a la CNE denominado "Estudio de Valorización y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal y Subtransmisión", realizado por el consorcio EVRSTT (Mega-Red, Energética, Sysred, HCC y Gaxu) para la Comisión Nacional de Energía.
- Cotizaciones de proveedores.
- Información disponible en la página web de la Cámara de Comercio de Santiago que muestra información oficial del Servicio Nacional de Aduanas de Chile que permite la búsqueda de datos de los registros de las DIN (declaración de importaciones nacionales).

A continuación se detallan los antecedentes, metodologías y criterios empleados por esta Comisión en la revisión de los costos unitarios como recargos considerados en la valorización de las instalaciones e infraestructura de transmisión zonal.

3.2.1. Costos Unitarios de Equipos y Materiales

En relación a este ítem de costos, esta Comisión hizo un análisis y revisión de toda la información presentada por las empresas en sus bases de datos en formato SQL Server 2012, contenidas junto a los Informes Finales de los Estudios y junto al Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones. Con ello, y considerando la gran variedad y diversidad de componentes existentes en las instalaciones e infraestructura de las empresas de transmisión zonal, la revisión efectuada por la Comisión se centró principalmente en los costos de adquisición, tanto nacionales como extranjeros, de los ítems más significativos y determinantes, los cuales se detallan a continuación.

3.2.1.1. Conductores y Cables de Guardia

La metodología y criterios empleados en relación a este ítem fueron los siguientes:

- Se agruparon los distintos conductores y cables de guardia de acuerdo a sus características principales, identificando el tipo de material, aislante y diámetro correspondiente.
- Posteriormente, por cada una de las agrupaciones resultantes de la etapa anterior, se realizó un benchmarking entre los costos unitarios correspondientes presentados en los Informes Finales de los Estudios, en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, los contenidos en el Estudio de Precios de Elementos de Transmisión del año 2013, realizado por Consultorías HCC

Ltda. y los Precios Unitarios presentados como respaldo del Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018, desarrollado por Consorcio Mercados Interconectados.

- Finalmente, por cada una de las agrupaciones de conductores y cables de guardia mencionados, se consideró como costo unitario el menor valor representativo, procediéndose a corregir el resto de valores presentados.

3.2.1.2. Accesorios de Vanos

La metodología y criterios empleados en relación a este item fueron los siguientes:

- Se agruparon los distintos accesorios de vanos de acuerdo a su IdTipo.
- Posteriormente, por cada una de las agrupaciones resultantes de la etapa anterior, se realizó un benchmarking entre los costos unitarios correspondientes presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones.
- Finalmente, por cada una de las agrupaciones de accesorios de vanos, se consideró como costo unitario el menor valor representativo, procediéndose a corregir el resto de valores presentados.

3.2.1.3. Estructuras de acero, hormigón y madera

La metodología y criterios empleados respecto a estos componentes fueron los siguientes:

- Se agruparon las estructuras de acuerdo a su composición en estructuras de acero, hormigón o madera.
- Para la revisión de las estructuras de acero se efectuó una diferenciación en estructuras de acero reticulado y acero tubular, utilizándose valores referenciales (US$/kg.) para cada tipo de acero, los cuales fueron empleados como cotas máximas.
- Posteriormente, por cada una de las agrupaciones resultantes de la etapa anterior, se realizó un benchmarking entre los costos unitarios correspondientes presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, en contraste con la información del Servicio Nacional de Aduanas de Chile proporcionada por la Cámara de Comercio de Santiago.
- Como resultado de la revisión se detectaron errores en la información entregada por las empresas de transmisión zonal, particularmente en el ingreso de los valores de los tipos de acero (tubular por reticulado y viceversa), procediéndose a corregirlos.
- En estructuras de acero, sea reticulado o tubular, no se realizó distinción en el valor del acero de los pernos y de las estructuras.
- En el caso particular del acero de postes de diseño especial, se realizó un benchmarking entre los costos unitarios correspondientes presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones.

- Para la revisión de las estructuras de hormigón se realizó una comparación de los valores presentados con los resultantes del Estudio de Precios de Elementos de Transmisión del año 2013, realizado por Consultorías HCC Ltda., considerando largo de postes y nivel de ruptura.
- Finalmente, para la revisión de las estructuras de madera se realizó una comparación de los valores presentados con los resultantes del Estudio de Precios de Elementos de Transmisión del año 2013, realizado por Consultorías HCC Ltda., definiéndose costos unitarios apropiados según las dimensiones físicas de las estructuras.

3.2.1.4. Materiales de Obras Civiles en líneas

La metodología y criterios empleados en relación a este ítem fueron los siguientes:

- Se agrupan los distintos elementos de acuerdo a su IdTipo.
- Posteriormente por cada una de las agrupaciones resultantes de la etapa anterior, se realizó un benchmarking entre los costos unitarios correspondientes presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones.
- Finalmente, por cada una de las agrupaciones se consideró como costo unitario el menor valor representativo, procediéndose a corregir el resto de valores presentados.

3.2.1.5. Banco de condensadores en derivación

Para la revisión de los bancos de condensadores en derivación se empleó la siguiente metodología:

- En atención a la variedad de potencias existentes en los bancos de condensadores en derivación, se determinó para cada banco en estudio un precio de US$/kVAr correspondiente.
- El valor determinado en la etapa anterior se comparó con valores referenciales máximos de bancos de condensadores en derivación, considerando su capacidad. Si el valor determinado excedía los valores referenciales, se analizó la posible causa y, en aquellos casos en que no se detectó alguna razón que lo justificara, se procedió a corregirlo conforme al valor máximo.

A su vez, para determinar los valores máximos, se realizó un análisis de los precios de la base de datos del Estudio de Precios de Elementos de Transmisión del año 2013, realizado por Consultorías HCC Ltda., estableciendo los siguientes valores máximos para los bancos de condensadores en derivación:

Bancos de condensadores estáticos	
Capacidad kVAr	**Valor unitario US$/kVAr**
≤ 2 500	20
> 2 500	16
> 10 000	13
≤ 10 000	26*

*Con equipo de conexión y control.

3.2.1.6. Desconectadores de Paños

La metodología y criterios empleados fueron los siguientes:

- Se agrupan los distintos desconectadores de acuerdo a los siguientes tipos:
  - Desconectadores con puesta a tierra horizontales de doble apertura.
  - Desconectadores con puesta a tierra horizontales de apertura central.
  - Desconectadores de puesta a tierra – cuchilla.
  - Desconectadores fusibles.
  - Desconectadores sin puesta a tierra de apertura vertical.
  - Desconectadores sin puesta a tierra horizontales de apertura central.
  - Desconectadores sin puesta a tierra horizontales de doble apertura.
  - Desconectadores sin puesta a tierra tipo Pantógrafo.
  - Desconectadores tripolares de apertura central con puesta a tierra.
  - Desconectadores tripolares de apertura central sin puesta a tierra.
  - Desconectadores tripolares de apertura vertical sin puesta a tierra.

- Posteriormente, por cada una de las agrupaciones de la etapa anterior se revisaron los valores de los desconectadores considerando su nivel de tensión, corriente nominal y corriente de cortocircuito, verificando además su tipo de accionamiento (monopolar o tripolar) y si es manual o motorizado.
- En aquellos casos en que se verificó valores mal informados por las empresas, éstos fueron corregidos en base al Estudio de Precios de Mercado de equipos y materiales de Subtransmisión para el Estudio Tarifario 2014-2018, realizado por ALV&Asociados Consultores.
- Particularmente para los desconectadores informados en tensión de 500 kV, éstos fueron valorados a un costo unitario igual a cero por no corresponder a instalaciones de transmisión zonal.
- Finalmente, por cada una de las agrupaciones se realizó un benchmarking entre los costos unitarios presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, considerándose como costo unitario el menor valor representativo, procediéndose a corregir el resto de valores presentados. Cabe señalar que en el caso que los desconectadores presentasen similares características, salvo en alguna que justificase un mayor valor (p.ej igual tensión, igual accionamiento, pero mayor corriente nominal), dicho valor fue considerado como cota superior para los costos unitarios del resto de desconectadores de características menos costosas.

3.2.1.7. Interruptores de Paños

La metodología y criterios empleados en relación a los interruptores de paños fueron los siguientes:

- Se agrupan los distintos interruptores de acuerdo a las siguientes características físicas y eléctricas:

- Tipo de Interruptor: aire comprimido, celda de barra doble, celda de barra simple, equipos compactos aislados en SF6, equipos de gran volumen de aceite, equipos de pequeño volumen de aceite, SF6 de estanque muerto, SF6 de estanque vivo, vacío de estanque muerto y vacío de estanque vivo.
- Corriente nominal.
- Corriente de cortocircuito.
- Tensión nominal.
- Tipo de aislante.
- Presencia de sincronizador.
- Tipo de estanque (vivo o muerto).

- Teniendo en cuenta las características mencionadas, en una primera instancia se revisaron los costos unitarios de los interruptores considerando los valores presentados en el Estudio de Precios de Mercado de equipos y materiales de Subtransmisión para el Estudio Tarifario 2014-2018, realizado por ALV&Asociados Consultores y el Estudio de Precios de Elementos de Transmisión del año 2013, realizado por Consultorías HCC.
- Particularmente, para los interruptores informados en tensión de 500 kV, éstos fueron valorados a un costo unitario igual a cero por no corresponder a instalaciones de transmisión zonal.
- Posteriormente, en una segunda instancia de revisión, para los interruptores de iguales características se realizó un benchmarking entre los costos unitarios presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, considerándose como costo unitario el menor valor representativo, procediéndose a corregir el resto de valores presentados. Cabe señalar que en el caso que los interruptores presentasen similares características, salvo en alguna que justificase un mayor valor (p.ej igual tensión, igual tipo de aislante, pero mayor corriente nominal), dicho valor fue considerado como cota superior para los costos unitarios del resto de interruptores de características menos costosas.

3.2.1.8. Transformadores de Corriente

En la revisión realizada se consideró que los transformadores de corriente varían su precio principalmente por el nivel de tensión, por lo cual la metodología y criterios empleados fueron los siguientes:

- Se agrupan los transformadores de corriente de acuerdo a su nivel de tensión.
- Por cada nivel de tensión se realizó un benchmarking entre los costos unitarios presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, considerándose como costo unitario el menor valor representativo, procediéndose a corregir el resto de valores presentados.
- Cabe señalar que la información entregada por las empresas presenta importantes disconformidades entre el nivel de tensión declarado y la descripción del transformador de corriente, en cuyos casos se privilegió para la revisión de los costos unitarios las características expuestas en la descripción del transformador. Asimismo, aquellos transformadores de corriente

que se informaron sobre los 500 kV fueron valorados a un costo unitario igual a cero por no corresponder a instalaciones de transmisión zonal.

3.2.1.9. Transformadores de Poder

Respecto a los transformadores de poder la metodología y criterios empleados fueron los siguientes:

- Se agrupan los transformadores de poder de acuerdo a sus características físicas y eléctricas:
  - Tipo de refrigeración: ONAN, ONAF1, ONAF2, OFAF1, OFAF2.
  - Nivel de tensión en el primario.
  - Nivel de tensión en el secundario.
  - Presencia y características del terciario (a partir de campo DescripciónTipo).
  - Tipo de fase: trifásico o monofásico.
  - Tipo de transformador: transformador o autotransformador.
  - Presencia de sistema de extinción de incendios.
  - Presencia y tipo de intercambiador de tap: bajo carga o sin carga.
  - Potencia nominal.
- Teniendo en cuenta las características mencionadas, en una primera instancia, los costos unitarios de los transformadores de poder presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, se compararon con una cota máxima de precio entregada por el Programa de Cálculo de Precio de Transformadores, desarrollado por Consultorías HCC, junto al Estudio de Precios de Elementos de Transmisión del año 2013.
- En una segunda instancia, los costos unitarios que superaron la mencionada cota máxima se ajustaron de tal forma de igualar su valor a dicha cota.
- Para la utilización del Programa de Cálculo de Precio de Transformadores se entregan las características del equipo a evaluar, esto es: Tipo de transformador (transformador o autotransformador), fases (1 ó 3), presencia de CTBC, tensiones en el primario, secundario y, eventualmente, terciario, tipo de refrigeración y potencia ONAN en primario, secundario y terciario.
- Para la determinación de la potencia ONAN en cada enrollado se procede a disminuir la potencia de los equipos con refrigeración ONAF1 u ONAF2 en un factor 1,25 por cada sistema de refrigeración forzado presente en ellos. Así, la potencia ONAN de los equipos con refrigeración ONAF1 sería igual a su potencia nominal dividido por 1,25 mientras que la potencia ONAN de los equipos con refrigeración ONAF2 sería igual a su potencia nominal dividido por 1,5625.
- Al valor proporcionado por el Programa de Cálculo de Precios de Transformadores, actualizado a Diciembre de 2013, se le agrega, en caso de existir, el precio unitario del sistema de extinción de incendios del transformador, valorado en US$ 50.000.- para equipos trifásicos y en US$ 30.000.- para equipos monofásicos.
- En aquellos casos en que se verificó valores mal informados por las empresas, éstos fueron corregidos en base al Estudio de Precios de Mercado de equipos y materiales de Subtransmisión para el Estudio Tarifario 2014-2018, realizado por ALV&Asociados Consultores.

- Particularmente, aquellos transformadores de poder informados con potencia nominal nula fueron valorados a un costo unitario igual a cero por no presentar información necesaria para su revisión.
- Finalmente, para los transformadores de poder de iguales características, se realizó un benchmarking entre los costos unitarios presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, considerándose como costo unitario el menor valor representativo, procediéndose a corregir el resto de valores presentados. En el caso de aquellos transformadores de poder que presentaban una característica particular que justificase un mayor valor, dicho valor fue considerado como cota superior para los costos unitarios del resto de transformadores de poder de características menos costosas.

3.2.1.10. Transformadores de Potencial

En la revisión realizada se considera que los transformadores de potencial varían su precio principalmente por el nivel de tensión y por el tipo de transformador (inductivo o capacitivo), por lo cual la metodología y criterios empleados fueron los siguientes:

- Se agruparon los transformadores de potencial de acuerdo a su nivel de tensión y tipo (inductivo o capacitivo).
- Por cada nivel de tensión y tipo de transformador se realizó un benchmarking entre los costos unitarios presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, considerándose como costo unitario el menor valor representativo, procediéndose a corregir el resto de valores presentados. Cabe señalar que la información entregada por las empresas presenta importantes inconsistencias entre el nivel de tensión declarado y la descripción del tipo de transformador de potencial, en cuyos casos se privilegió para la revisión de los costos unitarios las características expuestas en la descripción.

3.2.1.11. Accesorios y materiales auxiliares, caseta de protecciones, cercos y cierres perimetrales

Considerando la gran dispersión de precios informados por las empresas para similares características de elementos, la revisión de los accesorios y materiales auxiliares, caseta de protecciones, cercos y cierres perimetrales se realizó a través de la siguiente metodología y criterios:

- Se agruparon los distintos elementos por su IdTipo o similitud de nombre y/o características técnicas.
- Por cada una de las agrupaciones se realizó un benchmarking entre los costos unitarios presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, considerándose como costo unitario el menor valor representativo, procediéndose a corregir el resto de valores presentados.

- Adicionalmente se realizó un benchmarking entre los precios correspondientes a los distintos antecedentes tenidos en cuenta por esta Comisión y se escogió un valor representativo de los elementos, que no siempre correspondió al mínimo valor por la gran dispersión de precios. Cabe señalar que en la revisión realizada además se emplearon como antecedente los archivos de respaldo en formato Excel de los Informes Finales de los Estudios, constatándose inconsistencias entre la información informada en la base de datos SQL Server 2012 y la contenida en dichos archivos de respaldo, optando esta Comisión por el valor más representativo entre ambos.

3.2.1.12. Pararrayos, condensadores de acoplamiento y aisladores de soporte

Para la revisión de los pararrayos, condensadores de acoplamiento y aisladores de soporte, se agruparon los elementos en virtud de características técnicas en común (por ejemplo, nivel de tensión) de modo tal de permitir su comparación y, en una segunda instancia, se realizó un benchmarking entre los costos unitarios presentados por las empresas de transmisión zonal en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones. Entre los antecedentes analizados por esta Comisión, se consideró como costo unitario el menor valor representativo de mercado, procediéndose a corregir el resto de los valores presentados.

3.2.1.13. Otros de Línea

Para la revisión de estos elementos se realizó un benchmarking entre los costos unitarios correspondientes presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, considerándose como costo unitario el menor valor representativo, procediéndose a corregir el resto de valores presentados.

3.2.2. Recargos

Inicialmente al revisar los valores de recargos contenidos en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, presentados por las empresas de transmisión zonal para cada sistema, se constató que estas presentaron rangos de valores que difieren considerablemente con respecto a lo informado por las empresas de transmisión zonal en el proceso de tarificación de la transmisión zonal para el cuadrienio 2011-2014. Por lo anterior, en la revisión realizada por esta Comisión, se evaluó cada recargo de forma individual y por cada sistema, unificándose los criterios empleados para la estimación de los mismos y, en virtud de lo establecido en el numeral 3.2.1.4 de las Bases Técnicas, se consideró la siguiente estructura para realizar una adecuada revisión de los recargos:

- SSEE – Elementos generales.
- SSEE – Transformador.
- SSEE – Equipos de Compensación.
- Líneas.

3.2.2.1. Recargos por Flete

Los recargos por flete presentados para cada sistema fueron los siguientes:

Instalación	Tipo Recargo de Flete	A	B	C	D	E	F
SSEE	Flete general	3,61%	2,30%	1,22%	2,06%	0,13%	0,59%
SSEE	Flete Transformador	0,83%	0,79%	1,26%	2,06%	0,98%	4,81%
SSEE	Flete Equipos de Compensación	0,68%	0,05%	1,26%	2,06%	0,98%	4,81%
Líneas	Flete	6,00%	3,27%	1,26%	1,46%	1,89%	7,36%

Como se aprecia en la tabla anterior, los recargos informados en los estudios presentan una alta dispersión, razón por lo cual esta Comisión revisó inicialmente la tarifa de flete utilizada en cada sistema, siendo los valores presentados los siguientes:

Tipo de Flete	A	B	C	D	E	F
Normal [US$/km/ton]	0,56	0,56	0,5	0,63	0,5	0,5
Excepcional [US$/km/ton]	0,56	0,56	1,3	2,4	1,3	1,3

Considerando los antecedentes disponibles, la Comisión determinó como valor del Flete Normal el empleado en el Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal - Cuadrienio 2016-2019, y para Flete Excepcional, el valor presentado en los Informes Finales de los Estudios de los sistemas C, E y F, siendo los valores utilizados en el cálculo del recargo por flete los siguientes:

Tipo de Flete	[US$/km/ton]
Normal	0,337
Excepcional	1,3

Finalmente, para unificar criterios, esta Comisión utilizó los mismos puertos empleados en el Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal - Cuadrienio 2016-2019, los cuales fueron los siguientes:

- Iquique.
- Antofagasta.
- Coquimbo.
- San Antonio.
- Talcahuano.
- Puerto Montt.

a) Sistema A

Para este sistema el flete se estructura en base a la metodología presentada en el Informe Final de su estudio, la cual considera la categorización de los fletes en tres tramos según fuese el origen de los elementos (local, extranjero o Santiago). Adicionalmente, las distancias presentadas para cada una de las mencionadas categorías fueron las siguientes:

Categoría	Local a obra	Puerto a obra	Santiago a obra
Distancia (km)	5	118	1.740

Al respecto, esta Comisión modificó la distancia de la categoría Santiago a obra a 1.807,8 km, y mantuvo las distancias del resto de categorías.

Por otro lado, en el Informe Final del estudio se estimó que el 100% de las estructuras metálicas tenían su origen en Santiago, criterio que fue ajustado por la Comisión al considerar que sólo el 30% de dichas estructuras tiene su procedencia desde Santiago y el restante 70% tiene su origen en el extranjero, pudiendo estas últimas ser desembarcadas en puerto para luego ser llevadas a obra.

En virtud de lo expuesto, los recargos por flete resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Tipo de obra	Familia	Empresa	CNE
SSEE	Paños 220 kV	4,16%	1,18%
SSEE	Paños 110 kV	3,29%	1,03%
SSEE	Paños 66 kV	2,49%	0,88%
SSEE	Paños MT	1,95%	0,52%
SSEE	Patios	5,39%	2,47%
SSEE	Subestaciones	0,72%	0,17%
Transforma y eq com	Transformadores mayores a 20 MVA	0,81%	0,49%
Transforma y eq com	Transformadores menores a 20 MVA	0,86%	0,52%
Líneas	Tramos de líneas entre 100 y 250 km	6,90%	1,69%
Líneas	Tramos de líneas entre 50 y 100 km	4,42%	2,43%
Líneas	Tramos de líneas entre 25 y 50 km	4,46%	2,57%
Líneas	Tramos de líneas entre 5 y 25 km	3,83%	2,17%
Líneas	Tramos de líneas entre 0 y 5 km	2,82%	1,33%
Transforma y eq com	Equipos de compensación	0,68%	0,35%

b) Sistema B

Para este sistema el flete se estructura en base a la metodología presentada en el Informe Final de su estudio, la cual considera la categorización de los fletes en tres tramos según fuese el origen de los elementos (local, extranjero o Santiago). Adicionalmente, las distancias presentadas para cada una de las mencionadas categorías fueron las siguientes:

Categoría	Local a obra	Puerto a obra	Santiago a obra
Distancia (km)	5	240	499

Al respecto, esta Comisión modificó la distancia de la categoría Santiago a obra a 467,7 km, y mantuvo las distancias del resto de categorías.

Por otro lado, en el Informe Final del estudio se estimó que el 100% de las estructuras metálicas tenían su origen en Santiago, criterio que fue ajustado por la Comisión al considerar que sólo el 30% de dichas estructuras tiene su procedencia desde Santiago y el restante 70% tiene su origen en el extranjero, pudiendo estas últimas ser desembarcadas en puerto para luego ser llevadas a obra.

En virtud de lo expuesto, los recargos por flete resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Tipo de obra	Familia	Empresa	CNE
SSEE	Paños 220 kV	2,12%	1,13%
SSEE	Paños 110 kV	2,06%	1,14%
SSEE	Paños 66 kV	1,99%	1,13%
SSEE	Paños MT	0,89%	0,46%
SSEE	Patios	3,96%	2,30%
SSEE	Subestaciones	0,21%	0,10%
Transforma y eq com	Transformadores mayores a 20 MVA	1,58%	0,95%
Transforma y eq com	Transformadores menores a 20 MVA	1,67%	1,01%
Líneas	Tramos de líneas entre 100 y 250 km	4,11%	4,43%
Líneas	Tramos de líneas entre 50 y 100 km	1,61%	3,79%
Líneas	Tramos de líneas entre 25 y 50 km	2,14%	3,95%
Líneas	Tramos de líneas entre 5 y 25 km	1,44%	3,51%
Líneas	Tramos de líneas entre 0 y 5 km	0,41%	1,66%
Transforma y eq com	Equipos de compensación	0,05%	0,64%

c) Sistema C

Para este sistema el cálculo presentado en el Informe Final del estudio considera para las líneas y subestaciones un flete a bodega y un flete a obra. No obstante, el numeral 3.2.1.4 letra b.1 de las Bases Técnicas establecen que el flete debe ser considerado directamente a obra, razón por la cual esta Comisión eliminó el tramo adicional.

Junto con lo anterior, se corrigió un error en el número de transformadores de las subestaciones San Antonio y Laguna Verde, asignándose 4 Transformadores MAT/AT/MT en el ítem “LAGUNA VERDE_110_061_017” y modificando los 79 transformadores AT/MT indicados por los 9 existentes en “SAN ANTONIO_110_128_017”.

Finalmente, en el flete de las líneas y SSEE se eliminó el seguro asociado a flete debido a que no corresponde considerar este costo según la metodología y parámetros válidos para el cálculo de este recargo.

En virtud de lo expuesto, los recargos por flete resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo de Flete	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	1,22%	1,22%
SSEE	Transformadores de Poder	1,26%	0,27%
SSEE	Equipos de Compensación	1,26%	0,27%
Líneas	Tramos de Líneas	1,26%	1,13 %

d) Sistema D

Para este sistema el cálculo presentado en el Informe Final del estudio considera como puerto de llegada a San Antonio y desde ese punto efectúa el traslado de los elementos a obra. Además, considera las instalaciones existentes para la modelación de sus recargos.

Cabe señalar que el recargo por flete presentado considera además un incremento del 30% por concepto de gestión y administración de flete, cargo que fue eliminado por esta Comisión. No obstante, esta Comisión ha considerado para estos efectos adicionar a la dotación propia de la empresa un "Analista stock materiales transmisión".

En virtud de lo expuesto, los recargos por flete resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo de Flete	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	2,06%	1,36%
SSEE	Transformadores	2,06%	1,36%
SSEE	Equipos de Compensación	2,06%	1,36%
Líneas	Líneas 220 kV	1,46%	0,87%
Líneas	Líneas 110 kV	1,46%	0,87%
Líneas	Líneas 44 kV	1,46%	0,87%

e) Sistema E

Para este sistema el cálculo presentado en el Informe Final del estudio considera para las líneas y subestaciones un flete a bodega y un flete a obra. No obstante, el numeral 3.2.1.4 letra b.1 de las Bases Técnicas establece que el flete debe ser considerado directamente a obra, razón por la cual esta Comisión eliminó el tramo adicional. Además, considera como puerto de llegada a Talcahuano y desde ese punto efectúa el traslado de los elementos a obra.

En virtud de lo expuesto, los recargos por flete resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo de Flete	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	0,13%	0,13%
SSEE	Transformadores de Poder	0,98%	0,84%
SSEE	Equipos de Compensación	0,98%	0,84%
Líneas	Tramos de Líneas	1,89%	1,68%

f) Sistema F

Para este sistema el cálculo presentado en el Informe Final del estudio utiliza la mínima distancia entre Talcahuano y Santiago a cada subestación o línea, sin hacer diferenciación alguna entre equipos de compensación y transformadores. Al respecto, esta Comisión utilizó como base el puerto más cercano, siendo este Puerto Montt. Además, el cálculo presentado en el Informe Final del estudio considera para las líneas y subestaciones un flete a bodega y un flete a obra. No obstante, el numeral 3.2.1.4 letra b.1 de las Bases Técnicas establece que el flete debe ser considerado directamente a obra, razón por la cual esta Comisión eliminó el tramo adicional.

En virtud de lo expuesto, los recargos por flete resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo de Flete	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	0,13%	0,11%
SSEE	Transformadores de Poder	0,98%	0,75%
SSEE	Equipos de Compensación	0,98%	0,75%
Líneas	Tramos de Líneas	1,89%	1,16%

3.2.2.2. Recargo por bodegaje

De acuerdo a lo establecido en el numeral 3.2.1.4 letra b.2 de las Bases Técnicas, el recargo por bodegaje deberá cubrir los requerimientos mínimos y necesarios de almacenamiento transitorio en obra de equipos menores y materiales destinados a la construcción de instalaciones de transmisión zonal. Por lo expuesto, esta Comisión no consideró los recargos presentados en los Informes Finales de los Estudios por concepto de bodegaje en obra de equipos mayores, esto es, equipos de compensación y transformadores.

Los recargos por bodegaje presentados en los Informes Finales de los Estudios para cada sistema fueron los siguientes:

Instalación	Tipo Recargo por Bodegaje	A	B	C	D	E	F
SSEE	Bodegaje general	2.64%	2.64%	1.24%	2.21%	1.22%	1.27%

SSEE	Bodegaje transformadores	1.85%	1.85%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
SSEE	Bodegaje Equipos de Compensación	3.17%	3.17%	0.00%	2.21%	0.00%	0.00%
Líneas	Bodegaje	1.07%	1.07%	0.36%	2.06%	0.20%	0.27%

A continuación se presenta el desglose de la revisión por Sistema efectuada por la Comisión.

a) Sistema A

Para este sistema se unificó el criterio contemplado en las Bases Técnicas respecto de los equipos mayores, considerando que éstos se trasladan directamente a obra y que, por tanto, no requieren de la contratación de una bodega abierta. Para el resto de equipos menores y materiales, esta Comisión disminuyó el costo de arriendo de bodega abiertaen obra presentado.

En virtud de lo expuesto, los recargos por bodegaje resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Tipo de obra	Familia	Empresa	CNE
SSEE	Paños 220 kV	2,29%	1,57%
SSEE	Paños 110 kV	3,99%	2,86%
SSEE	Paños 66 kV	4,85%	3,57%
SSEE	Paños MT	4,34%	3,42%
SSEE	Patios	1,31%	0,90%
SSEE	Subestaciones	2,66%	1,82%
Transforma y eq com	Transformadores mayores a 20 MVA	1,70%	0,00%
Transforma y eq com	Transformadores menores a 20 MVA	2,12%	0,00%
Líneas	Tramos de líneas entre 100 y 250 km	0,80%	0,42%
Líneas	Tramos de líneas entre 50 y 100 km	1,58%	0,83%
Líneas	Tramos de líneas entre 25 y 50 km	1,54%	0,89%
Líneas	Tramos de líneas entre 5 y 25 km	1,50%	1,03%
Líneas	Tramos de líneas entre 0 y 5 km	1,58%	1,08%
Transforma y eq com	Equipos de compensación	3,17%	0,00%

b) Sistema B

Para este sistema se unificó el criterio contemplado en las Bases Técnicas respecto de los equipos mayores, considerando que éstos se trasladan directamente a obra y que, por tanto, no requieren de la contratación de una bodega abierta. Para el resto de equipos menores y materiales, esta Comisión disminuyó el costo de arriendo de bodega abierta en obra presentado.

En virtud de lo expuesto, los recargos por bodegaje resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Tipo de obra	Familia	Empresa	CNE
SSEE	Paños 220 kV	2,29%	1,57%
SSEE	Paños 110 kV	3,99%	2,86%
SSEE	Paños 66 kV	4,85%	3,57%
SSEE	Paños MT	4,34%	3,42%
SSEE	Patios	1,31%	0,90%
SSEE	Subestaciones	2,66%	1,82%
Transforma y eq com	Transformadores mayores a 20 MVA	1,70%	0,00%
Transforma y eq com	Transformadores menores a 20 MVA	2,12%	0,00%
Líneas	Tramos de líneas entre 100 y 250 km	0,80%	0,42%
Líneas	Tramos de líneas entre 50 y 100 km	1,58%	0,83%
Líneas	Tramos de líneas entre 25 y 50 km	1,54%	0,89%
Líneas	Tramos de líneas entre 5 y 25 km	1,50%	1,03%
Líneas	Tramos de líneas entre 0 y 5 km	2,26%	1,55%
Transforma y eq com	Equipos de compensación	3,17%	0,00%

c) Sistema C

Para este sistema, en el cálculo presentado en el Informe Final del estudio se modificó el porcentaje de utilización de la bodega, ampliando su uso del 50% al 60%.

Adicionalmente, se corrigió un error en el número de transformadores de las subestaciones San Antonio y Laguna Verde, asignándose 4 Transformadores MAT/AT/MT en el ítem "LAGUNA VERDE_110_061_017" y modificando los 79 transformadores AT/MT indicados por los 9 existentes en "SAN ANTONIO_110_128_017".

En virtud de lo expuesto, los recargos por bodegaje resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo por Bodegaje	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	1.24%	1,04%
SSEE	Transformadores de Poder	0.00%	0,00%
SSEE	Equipos de Compensación	0.00%	0,00%
Líneas	Tramos de Líneas	0.36%	0,26%

d) Sistema D

Para este sistema se unificó el criterio contemplado en las Bases Técnicas respecto de los equipos mayores, considerando que éstos se trasladan directamente a obra y que por tanto no requieren de la contratación de una bodega abierta. En concordancia a lo anterior, esta Comisión eliminó el costo de arriendo de bodega abierta para otros elementos ya que el almacenamiento de ellos se realiza directamente en obra.

Cabe señalar que el recargo por bodegaje presentado en el Informe Final del estudio considera además un cargo por gestión y administración de bodegaje, cargo que fue eliminado por esta Comisión. No obstante, esta Comisión ha considerado para estos efectos adicionar a la dotación propia de la empresa un "Analista stock materiales transmisión".

En virtud de lo expuesto, los recargos por bodegaje resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo por Bodegaje	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	2.21%	0,56%
SSEE	Transformadores	2.21%	0,00%
SSEE	Equipos de Compensación	2.21%	0,00%
Líneas	Líneas 220 kV	2.06%	0,60%
Líneas	Líneas 110 kV	2.06%	0,60%
Líneas	Líneas 44 kV	2.06%	0,60%

e) Sistema E

Para este sistema, en el cálculo presentado en el Informe Final del estudio se modificó el porcentaje de utilización de bodega, ampliando su uso del 50% al 60%.

En virtud de lo expuesto, los recargos por bodegaje resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo por Bodegaje	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	1.22%	1,02%
SSEE	Transformadores de Poder	0.00%	0,00%
SSEE	Equipos de compensación	0.00%	0,00%
Líneas	Tramos de Líneas	0.20%	0,12%

f) Sistema F

Para este sistema, en el cálculo presentado en el Informe Final del estudio se modificó el porcentaje de utilización de bodega, ampliando su uso del 50% al 60%.

En virtud de lo expuesto, los recargos por bodegaje resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo por Bodegaje	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	1.22%	1,06%
SSEE	Transformadores de Poder	0.00%	0,00%
SSEE	Equipos de compensación	0.00%	0,00%
Líneas	Tramos de Líneas	0.20%	0,26%

3.2.2.3. Montaje

De acuerdo a lo establecido en las Bases Técnicas, los estudios de cada sistema de transmisión zonal debían determinar los costos unitarios de montaje por unidad de horas-hombre, diferenciados por instalaciones aéreas y subterráneas. Del análisis y revisión de los antecedentes entregados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, esta Comisión comprobó que, en algunos sistemas, los valores presentados no guardan relación con la naturaleza del recargo establecida el numeral 3.2.1.4 letra b.3 de las Bases Técnicas.

Dado lo anterior, esta Comisión realizó un análisis comparativo de los costos de montaje presentados, análisis que comprendió la revisión de los costos por montaje asociados a los elementos principales de líneas y subestaciones.

a) Líneas

A nivel de estandarización de la información entregada en las bases de datos en formato SQL Server 2012, el concepto Líneas considera como ítems los Equipos de línea, Estructuras, Paños, Tendido Subterráneo y Vanos. Considerando que los ítems Estructuras y Vanos concentran mayoritariamente el valor de las inversiones de la naturaleza Líneas, esta Comisión centró su análisis en ellos:

- Estructuras

Este ítem considera como subítems los Accesorios, Conjunto Aislación, Estructuras Acero, Estructuras Hormigón, Estructuras Madera, Habilitación Accesos, Obras Civiles y Puesta a Tierras, de los cuales la revisión se centró en los siguientes:

- Estructuras Acero: Se corrigieron los valores unitarios de montaje cuyo valor unitario excediera los 1,5 [US$/kg], asignándoseles dicho valor.

- Obras Civiles: Se corrigieron los valores unitarios de montaje de acuerdo a los valores de la siguiente tabla:

Subítem	Valor Montaje [US$/Unidad]
Hormigón H5	73,542
Hormigón H10	73,542
Hormigón H15	73,542
Hormigón H17	89,651
Hormigón H20	89,651
Hormigón H25	89,651
Hormigón H30	93,992
Hormigón H 35	93,992
Poste 8,7 M	106,064
Poste 11.5 M	106,064
Poste 15 M	159,096
Poste Hormigón Armado 11,5 MTS	106,064

Subítem	Valor Montaje [US$/Unidad]
Poste Hormigón Armado 15 MTS	159,096
Enfierradura	1,299
Acero Estructural 1	1,299
Acero Estructural 2	1,299
Acero Estructural 3 Tub	1,299
Armadura	1,299
Acero en Plancha	1,299
Estructura Metálica	1,299
Fierro Redondo A44-28H	1,299
Excavación A Mano	54,515
Excavación Con Máquina	35,45
Excavación Especial	84,77
Excavación En Roca	84,785
Excavación Pilote	84,809
Barras Anclaje	26,516
Retiro Escombros	15,386
Albañilería	56,572
Relleno	15,373
Relleno Compactado para Fundación	15,373
Relleno C AP	15,373
Relleno Compactado y Nivelación Plataforma	15,373
Relleno con Arena	15,373
Relleno Arena	15,373
Relleno con Gravilla	6,907
Relleno con Material de Obra	15,373
Relleno con Ripio	6,907
Relleno con Ripio Arenoso	6,907
Relleno Estabilizado	6,907
Relleno Capa Rodado	15,379
Relleno con Aporte	15,379
Relleno con Estabilizado Compactado	6,907
Relleno con Subbase	6,907

- Vanos

Este ítem considera como subítems los Amortiguadores, Cable Guardia, Conductores, Espaciadores y Mufas, de los cuales la revisión efectuada por esta Comisión se centró en los Conductores, corrigiéndose los valores unitarios de montaje de acuerdo a los valores de la siguiente tabla:

	US$	
Sección conductor [mm2]	**Aluminio**	**Cobre**
> 500	6,17	-
250 a 500	5,29	6,17
200 a 250	4,51	5,29
150 a 200	3,8	4,51
100 a 150	2,18	3,8
< 100	1,68	2,18

b) Subestaciones

A nivel de estandarización de la información entregada en las bases de datos en formato SQL Server 2012, el concepto Subestaciones considera como ítems las Instalaciones Comunes SSEE, Instalaciones Comunes de Patios, Barras, Transformadores y Equipos y Paños. Considerando que los ítems Instalaciones Comunes SSEE, Transformadores y Equipos y Paños concentran mayoritariamente el valor de las inversiones de la naturaleza Subestaciones, esta Comisión centró su análisis en ellos:

- Instalaciones Comunes de SSEE

Este ítem considera como subítems los Accesorios y Materiales auxiliares, Bancos Baterías, Caminos Interiores, Canales Evacuación Aguas Lluvias, Canalizaciones Exteriores, Caseta de Protecciones, Cercos y Cierres Perimetrales, Conductores, Corta Fuego, Elementos Sala Comandos, Elementos SCADA, Equipos de Comunicación, Estructuras Banco Baterías, Estructuras Elementos Comunes SSEE, Estructuras Mufas, Estructuras Túnel, Grupos Electrógenos, Luminarias, Malla Tierra, Mufas, OOCC Banco de Baterías, OOCC Elementos Comunes SSEE, OOCC Mufas SSEE, OOCC Túneles SSEE, Paneles Anti Ruido, Servicios Auxiliares CA, Servicios Auxiliares CC, Sistema Alarma y Túneles, de los cuales la revisión se centró en Accesorios y Materiales auxiliares, Canalizaciones Exteriores, Caseta de Protecciones, Cercos y Cierres Perimetrales y Conductores.

La revisión realizada por esta Comisión comparó los valores presentados, considerando como valores unitarios de montaje máximos aquellos presentados en el Informe Final del Estudio del sistema C.

- Transformadores y Equipos

Este ítem considera como subítems los Banco de Condensadores en Derivación, Compensador Síncrono, Compensadores Potencia Reactiva, Estructuras Bancos Condensadores en Derivación, Estructuras Compensadores Potencia Reactiva, Estructuras Compensadores Síncrono, Estructuras Reactores de Barra, Estructuras Sistemas Fact, Estructuras Transformadores de Poder, OOCC Bancos Condensadores en Derivación, OOCC Compensadores Potencia Reactiva, OOCC Compensadores Síncrono, OOCC Reactores de Barra, OOCC Sistemas Fact, OOCC Transformadores de Poder, Pararrayos Transformadores, Reactores de Barras, Sistemas Fact, Transformadores de Poder y Transformadores de Poder Móviles, de los cuales la revisión se centró en los Transformadores de Poder, corrigiéndose los valores unitarios de montaje de acuerdo a los valores de las siguientes tablas:

T ≤ 44kV	
Capacidad	**Valor Unitario Montaje [US$/Unidad]**
Entre 1 y 4 MVA	12.182,64
5 MVA	13.149,52
Entre 6 y 12 MVA	12.891,68
Entre 13 y 16 MVA	21.486,14

T = 66kV	
Capacidad	**Valor Unitario Montaje [US$/Unidad]**
Entre 1 y 4 MVA	13.923,02
5 MVA	15.470,02
Entre 6 y 12 MVA	17.188,91
Entre 13 y 19 MVA	28.648,18
Entre 19 y 30 MVA	47.746,96

110kV ≤ T ≤ 154kV	
Capacidad	**Valor Unitario Montaje [US$/Unidad]**
Entre 1 y 4 MVA	17.403,77
5 MVA	19.337,52
Entre 6 y 12 MVA	21.486,13
Entre 13 y 20 MVA	35.810,22
Entre 21 y 30 MVA	59.683,70
Entre 31 y 50 MVA	74.604,62
Entre 51 y 75 MVA	85.795,31

T = 220kV	
Capacidad	**Valor Unitario Montaje [US$/Unidad]**
Entre 10 y 25 MVA	49.736,41
Entre 26 y 50 MVA	82.894,02
Entre 51 y 75 MVA	103.617,53
Entre 76 y 100 MVA	121.902,98
Entre 101 y 150 MVA	134.093,27

Los valores comparativos se obtuvieron a partir del valor unitario de montaje para transformadores de 220 [kV] y 100 [MVA] del Informe Final del estudio para el sistema A, el cual se ajustó en función del nivel de tensión del transformador y capacidad nominal del mismo, determinándose valores máximos aceptables.

- Paños

Este ítem considera como subítems los Aisladores, Condensadores de Acoplamiento, Desconectadores, Elementos de Paños, Elementos de Protección, Estructuras Paños, Estructuras TTPP en Paños, Interruptores, Medidores Facturación, Obras Civiles Paños, Obras Civiles TTPP en Paños, Pararrayos, Reconectadores, Sala Control y Protecciones, Sistemas de Control, Trampas de Onda, TTCC y TTPP, de los cuales la revisión se centró en Desconectadores, Interruptores, Reconectadores y TTCC, corrigiéndose los valores unitarios de montaje de acuerdo a los valores de las siguientes tablas:

Montaje Desconectadores [US$/unidad]											
	Tensión [kV]										
SISTEMA	12	13,2	13,8	15	23	33	44	66	110	154	220
A	1.576,93	1.576,93	1.576,93	1.576,93	2.252,75	3.003,67	3.337,41	3.926,36	4.619,25	4.862,37	5.118,28
B	1.576,93	1.576,93	1.576,93	1.576,93	2.252,75	3.003,67	3.337,41	3.926,36	4.619,25	4.862,37	5.118,28
C	1.576,93	1.576,93	1.576,93	1.576,93	2.252,75	3.003,67	3.337,41	3.926,36	4.619,25	4.862,37	5.118,28
D	1.576,93	1.576,93	1.576,93	1.576,93	2.252,75	3.003,67	3.337,41	3.926,36	4.619,25	4.862,37	5.118,28
E	1.576,93	1.576,93	1.576,93	1.576,93	2.252,75	3.003,67	3.337,41	3.926,36	4.619,25	4.862,37	5.118,28
F	1.576,93	1.576,93	1.576,93	1.576,93	2.252,75	3.003,67	3.337,41	3.926,36	4.619,25	4.862,37	5.118,28

Montaje Interruptores [US$/unidad]											
	Tensión [kV]										
SISTEMA	12	13,2	13,8	15	23	33	44	66	110	154	220
A	2.897,93	2.897,93	2.897,93	2.897,93	3.219,92	3.577,69	3.975,21	4.969,01	6.211,26	7.764,07	8.626,74
B	2.897,93	2.897,93	2.897,93	2.897,93	3.219,92	3.577,69	3.975,21	4.969,01	6.211,26	7.764,07	8.626,74
C	2.897,93	2.897,93	2.897,93	2.897,93	3.219,92	3.577,69	3.975,21	4.969,01	6.211,26	7.764,07	8.626,74
D	2.897,93	2.897,93	2.897,93	2.897,93	3.219,92	3.577,69	3.975,21	4.969,01	6.211,26	7.764,07	8.626,74
E	2.897,93	2.897,93	2.897,93	2.897,93	3.219,92	3.577,69	3.975,21	4.969,01	6.211,26	7.764,07	8.626,74
F	2.897,93	2.897,93	2.897,93	2.897,93	3.219,92	3.577,69	3.975,21	4.969,01	6.211,26	7.764,07	8.626,74

Montaje Reconectadores [US$/unidad]							
	Tensión [kV]						
SISTEMA	12	13,2	13,8	15	23	33	66
A	3.651,74	3.651,74	3.651,74	3.651,74	4.017,00	4.419,00	5.524,00
B	3.651,74	3.651,74	3.651,74	3.651,74	4.017,00	4.419,00	5.524,00
C	3.651,74	3.651,74	3.651,74	3.651,74	4.017,00	4.419,00	5.524,00
D	3.651,74	3.651,74	3.651,74	3.651,74	4.017,00	4.419,00	5.524,00
E	3.651,74	3.651,74	3.651,74	3.651,74	4.017,00	4.419,00	5.524,00
F	3.651,74	3.651,74	3.651,74	3.651,74	4.017,00	4.419,00	5.524,00

Montaje TTCC [US$/unidad]									
	Tensión [kV]								
SISTEMA	13,2	13,8	15	23	66	100	110	154	220
A	949,27	949,27	949,27	949,27	1.116,79	1.313,87	1.313,87	1.489,06	1.751,83
B	949,27	949,27	949,27	949,27	1.116,79	1.313,87	1.313,87	1.489,06	1.751,83
C	949,27	949,27	949,27	949,27	1.116,79	1.313,87	1.313,87	1.489,06	1.751,83
D	949,27	949,27	949,27	949,27	1.116,79	1.313,87	1.313,87	1.489,06	1.751,83
E	949,27	949,27	949,27	949,27	1.116,79	1.313,87	1.313,87	1.489,06	1.751,83
F	949,27	949,27	949,27	949,27	1.116,79	1.313,87	1.313,87	1.489,06	1.751,83

Los valores comparativos se obtuvieron a partir del valor unitario de montaje para Desconectadores en 220 [kV], Interruptores en 154 [kV], Reconectadores en 12 [kV] y TTCC en 220 [kV] del Informe Final del estudio para el sistema D, los cuales se ajustaron en función del nivel de tensión de los elementos, determinándose valores máximos aceptables.

3.2.2.4. Recargo por Ingeniería

De acuerdo a lo establecido en el numeral 3.2.1.4 letra b.4 de las Bases Técnicas, el recargo por ingeniería considerará los siguientes costos:

- Ingeniería de obras de transmisión zonal contratada con terceros;
- Estudios y asesorías de proyectos de transmisión zonal contratados con terceros;
- Personal propio asignado a ingeniería de obras de transmisión zonal;
- Otros costos de ingeniería debidamente justificados y respaldados por el Consultor.

Los recargos por ingeniería presentados en los Informes Finales de los Estudios para cada sistema fueron los siguientes:

Instalación	Tipo Recargo por Ingeniería	A	B	C	D	E	F
SSEE	Ingeniería Ing.	7,50%	7,50%	8,87%	6,21%	7,10%	7,19%
SSEE	Ing. transforma y eq com	4,25%	4,25%	4,97%	6,21%	3,45%	3,21%
SSEE	Ing. eq com	15,00%	15,00%	9,30%	6,21%	3,45%	3,21%
Líneas	Ingeniería Ing.	2,90%	2,90%	7,67%	6,99%	6,84%	4,52%

A continuación se presenta el desglose de la revisión por Sistema efectuada por la Comisión.

a) Sistema A

Para este sistema el recargo por ingeniería se calculó considerando los valores de los estudios de ingeniería conceptual, básica y de detalle presentados en los Informes Finales de los Estudios. Dichos montos presentan una alta dispersión, incluso mayor a la presentada durante el proceso de tarificación de transmisión zonal del cuadrienio 2011-2014, razón por la cual esta Comisión

consideró costos medios incurridos en la industria como valores referenciales. Los valores empleados fueron los siguientes:

Familia	Ingeniería Conceptual UF	Ingeniería Básica UF	Ingeniería de Detalle UF
Paño 220 kV	50	200,0	466,7
Paño 110 kV	50	150,0	402,2
Paño 66 kV	50	150,0	352,0
Paño MT	50	100,0	251,4
Comunes Patio	50	214,3	500,0
Comunes Subestación	50	257,1	600,0
Transformadores mayores a 20 MVA	50	200,0	300,0
Transformadores menores a 20 MVA	50	133,3	200,0
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	50	1000,0	1500,0
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	50	750,0	1125,0
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	50	600,0	900,0
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	50	400,0	600,0
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	50	250,0	375,0
Equipos de compensación	50	50,0	75,0

En virtud de lo expuesto, los recargos por ingeniería resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Tipo de obra	Familia	Empresa	CNE
SSEE	Paños 220 kV	5,67%	5,60%
SSEE	Paños 110 kV	9,09%	9,39%
SSEE	Paños 66 kV	10,98%	11,29%
SSEE	Paños MT	13,05%	13,34%
SSEE	Patios	4,73%	4,15%
SSEE	Subestaciones	11,01%	10,12%
Transforma y eq com	Transformadores mayores a 20 MVA	3,62%	3,67%
Transforma y eq com	Transformadores menores a 20 MVA	5,41%	4,69%
Líneas	Tramos de líneas entre 100 y 250 km	1,58%	0,61%
Líneas	Tramos de líneas entre 50 y 100 km	2,62%	1,33%
Líneas	Tramos de líneas entre 25 y 50 km	6,38%	3,16%
Líneas	Tramos de líneas entre 5 y 25 km	11,58%	4,35%
Líneas	Tramos de líneas entre 0 y 5 km	33,81%	8,89%
Transforma y eq com	Equipos de compensación	15,03%	3,17%

b) Sistema B

Para este sistema el recargo por ingeniería se calculó considerando los valores de los estudios de Ingeniería conceptual, básica y de detalle presentados en los Informes Finales de los Estudios. Dichos montos presentan una alta dispersión e incluso mayor a la presentada durante el proceso de tarificación de transmisión zonal del cuadrienio 2011-2014, razón por la cual esta Comisión consideró costos medios incurridos en la industria como valores referenciales. Los valores empleados fueron los siguientes:

Familia	Ingeniería Conceptual UF	Ingeniería Básica UF	Ingeniería de Detalle UF
Paño 220 kV	50	200,0	466,7
Paño 110 kV	50	150,0	402,2
Paño 66 kV	50	150,0	352,0
Paño MT	50	100,0	251,4
Comunes Patio	50	214,3	500,0
Comunes Subestación	50	257,1	600,0
Transformadores mayores a 20 MVA	50	200,0	300,0
Transformadores menores a 20 MVA	50	133,3	200,0
Tramos de líneas entre 100 y 250 km	50	1000,0	1500,0
Tramos de líneas entre 50 y 100 km	50	750,0	1125,0
Tramos de líneas entre 25 y 50 km	50	600,0	900,0
Tramos de líneas entre 5 y 25 km	50	400,0	600,0
Tramos de líneas entre 0 y 5 km	50	250,0	375,0
Equipos de compensación	50	50,0	75,0

En virtud de lo expuesto, los recargos por ingeniería resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Tipo de obra	Familia	Empresa	CNE
SSEE	Paños 220 kV	5,67%	5,60%
SSEE	Paños 110 kV	9,09%	9,38%
SSEE	Paños 66 kV	10,98%	11,26%
SSEE	Paños MT	13,05%	13,35%
SSEE	Patios	4,73%	4,16%
SSEE	Subestaciones	11,01%	10,13%
Transforma y eq com	Transformadores mayores a 20 MVA	3,62%	3,65%
Transforma y eq com	Transformadores menores a 20 MVA	5,41%	4,67%
Líneas	Tramos de líneas entre 100 y 250 km	1,58%	0,59%
Líneas	Tramos de líneas entre 50 y 100 km	2,62%	1,31%
Líneas	Tramos de líneas entre 25 y 50 km	6,38%	3,12%

Líneas	Tramos de líneas entre 5 y 25 km	11,58%	4,30%
Líneas	Tramos de líneas entre 0 y 5 km	33,81%	12,67%
Transforma y eq com	Equipos de compensación	15,03%	3,16%

c) Sistema C

Para este sistema, los recargos por ingeniería presentados en el Informe Final del estudio se estructuraron por elementos y considerando además los profesionales asociados. Dichos elementos se detallan a continuación:

- Línea de transmisión circuito simple.
- Línea de transmisión circuito doble.
- Paño > MT.
- Paño MT.
- Transformador de poder.
- Equipo de compensación.

Por su parte, para estimar las remuneraciones de los profesionales asociados, esta Comisión consideró que la totalidad de ellos son tercerizados. Para lo anterior, se han considerado las remuneraciones brutas del personal, costos asociados directamente a la mano de obra en los que incurre el contratista[6], costos de administración y margen de utilidad del contratista. Particularmente, las remuneraciones brutas del personal tercerizado se determinaron en base a la misma metodología empleada en las remuneraciones brutas del personal propio, con la salvedad que el estadígrafo utilizado corresponde al percentil 25.

Además, se modificó el valor de arriendo de vehículos a un valor de 776 US$/mes, considerando un mes de 20 días laborales.

Respecto de las Horas Hombre (HH) empleadas para los elementos “Paños > MT” y “Paños MT”, se ha constatado como criterio que en el Informe Final del estudio las HH utilizadas por los ingenieros se dividen por tres, salvo para los cargos de “Ingeniero eléctrico sénior de estudios eléctricos” e “Ingeniero eléctrico junior de estudios eléctricos”, razón por la cual esta Comisión aplicó el mismo criterio respecto de éstos cargos.

De la revisión realizada al ítem de estudios específicos adicionales contratados, esta Comisión determinó que el cargo por el cálculo de fundaciones debía ser eliminado por disponer de profesionales ya activados.

En virtud de lo expuesto, los recargos por ingeniería resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

[6] Provisión para pago de indemnización por años de servicio, seguro de invalidez y sobrevivencia, seguro de cesantía y cotización por accidentes de trabajo).

Instalación	Tipo Recargo por Ingeniería	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	8,87%	6,75%
SSEE	Transformadores de Poder	4,97%	4,52%
SSEE	Equipos de Compensación	9,30%	8,28%
Líneas	Tramos de Líneas	7,67%	4,18%

d) Sistema D

Para este sistema el valor contenido en el Informe Final de estudio para la valorización de las Horas Hombre (HH) asociadas al cálculo del recargo por ingeniería, sin considerar los gastos directos ni los subcontratos, presenta una alta dispersión e incluso mayor a la del resto de los sistemas, razón por la cual esta Comisión modificó el valor a 0,64 UF por HH, valor que además fue empleado por el Sistema A.

En virtud de lo expuesto, los recargos por ingeniería resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo por Ingeniería	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	6,21%	4,66%
SSEE	Transformadores	6,21%	4,66%
SSEE	Equipos de Compensación	6,21%	4,66%
Líneas	Líneas 220 kV	6,99%	5,98%
Líneas	Líneas 110 kV	6,99%	5,98%
Líneas	Líneas 44 kV	6,99%	5,98%

e) Sistema E

Para este sistema, los recargos por ingeniería presentados en el Informe Final del estudio se estructuraron por elementos y considerando además los profesionales asociados. Dichos elementos se detallan a continuación:

- Línea de transmisión circuito simple.
- Línea de transmisión circuito doble.
- Paño > MT.
- Paño MT.
- Transformador de poder.
- Equipo de compensación.

Por su parte, para estimar las remuneraciones de los profesionales asociados, esta Comisión consideró que la totalidad de ellos son tercerizados. Para lo anterior, se han considerado las remuneraciones brutas del personal, costos asociados directamente a la mano de obra en los que

incurre el contratista[7], costos de administración y margen de utilidad del contratista. Particularmente, las remuneraciones brutas del personal tercerizado se determinaron en base a la misma metodología empleada en las remuneraciones brutas del personal propio, con la salvedad que el estadígrafo utilizado corresponde al percentil 25.

Además, se modificó el valor de arriendo de vehículos a un valor de 776 US$/mes, considerando un mes de 20 días laborales.

Respecto de las Horas Hombre (HH) empleadas para los elementos "Paños > MT" y "Paños MT", se ha constatado como criterio que en el Informe Final del estudio las HH utilizadas por los ingenieros se dividen por tres, salvo para los cargos de "Ingeniero eléctrico sénior de estudios eléctricos" e "Ingeniero eléctrico junior de estudios eléctricos", razón por la cual esta Comisión aplicó el mismo criterio respecto de éstos cargos.

De la revisión realizada al ítem de estudios específicos adicionales contratados, esta Comisión determinó que el cargo por el cálculo de fundaciones debía ser eliminado por disponer de profesionales ya activados.

En virtud de lo expuesto, los recargos por ingeniería resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo por Ingeniería	Empresa	CNE
SSEE	Ingeniería Ing.	7,10%	5,62%
SSEE	Ing. transforma y eq com	3,45%	2,95%
SSEE	Ing. eq com	3,45%	2,95%
Líneas	Ingeniería Ing.	10,52%	5,15%

f) Sistema F

Para este sistema, los recargos por ingeniería presentados en el Informe Final del estudio se estructuraron por elementos y considerando además los profesionales asociados. Dichos elementos se detallan a continuación:

- Línea de transmisión circuito simple.
- Línea de transmisión circuito doble.
- Paño > MT.
- Paño MT.
- Transformador de poder.
- Equipo de compensación.

[7] Provisión para pago de indemnización por años de servicio, seguro de invalidez y sobrevivencia, seguro de cesantía y cotización por accidentes de trabajo).

Por su parte, para estimar las remuneraciones de los profesionales asociados, esta Comisión consideró que la totalidad de ellos son tercerizados. Para lo anterior, se han considerado las remuneraciones brutas del personal, costos asociados directamente a la mano de obra en los que incurre el contratista[8], costos de administración y margen de utilidad del contratista. Particularmente, las remuneraciones brutas del personal tercerizado se determinaron en base a la misma metodología empleada en las remuneraciones brutas del personal propio, con la salvedad que el estadígrafo utilizado corresponde al percentil 25.

Además, se modificó el valor de arriendo de vehículos a un valor de 776 US$/mes, considerando un mes de 20 días laborales.

Respecto de las Horas Hombre (HH) empleadas para los elementos "Paños > MT" y "Paños MT", se ha constatado como criterio que en el Informe Final del estudio las HH utilizadas por los ingenieros se dividen por tres, salvo para los cargos de "Ingeniero eléctrico sénior de estudios eléctricos" e "Ingeniero eléctrico junior de estudios eléctricos", razón por la cual esta Comisión aplicó el mismo criterio respecto de éstos cargos.

De la revisión realizada al ítem de estudios específicos adicionales contratados, esta Comisión determinó que el cargo por el cálculo de fundaciones debía ser eliminado por disponer de profesionales ya activados.

En virtud de lo expuesto, los recargos por ingeniería resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo por Ingeniería	Empresa	CNE
SSEE	Ingeniería Ing.	7,10%	5,77%
SSEE	Ing. transforma y eq com	3,45%	2,96%
SSEE	Ing. eq com	3,45%	2,96%
Líneas	Ingeniería Ing.	10,52%	5,46%

3.2.2.5. Recargo por Gastos Generales

De acuerdo a lo establecido en el numeral 3.2.1.4 letra b.5 de las Bases Técnicas, el recargo por gastos generales considera los siguientes costos:

- Administración de obras contratada a terceros; y
- Otros costos asociados a gastos generales debidamente justificados y respaldados por el Consultor.

[8] Provisión para pago de indemnización por años de servicio, seguro de invalidez y sobrevivencia, seguro de cesantía y cotización por accidentes de trabajo).

Los recargos por gastos generales presentados en los Informes Finales de los Estudios para cada sistema fueron los siguientes:

Instalación	Tipo Recargo por Gastos Generales	A	B	C	D	E	F
SSEE	Subestaciones Gg	5,53%	5,40%	7,63%	4,16%	5,36%	6,40%
SSEE	Transformadores Gg	2,94%	3,04%	7,63%	4,16%	5,36%	6,40%
SSEE	Eq. de Compensación Gg	3,19%	3,19%	7,63%	4,16%	5,36%	6,40%
Líneas	Líneas Gg	6,58%	6,68%	7,19%	7,00%	6,84%	4,52%

A continuación se presenta el desglose de la revisión por Sistema efectuada por la Comisión.

a) Sistema A

Para este sistema, dada la estructura de cálculo del recargo por gastos generales presentada en el Informe Final del estudio, el recargo disminuye al considerar los ajustes ya realizados en los recargos de flete y bodegaje.

En virtud de lo expuesto, los recargos por gastos generales resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Tipo de obra	Familia	Empresa	CNE
SSEE	Paños 220 kV	4,57%	4,15%
SSEE	Paños 110 kV	4,66%	4,28%
SSEE	Paños 66 kV	4,67%	4,34%
SSEE	Paños MT	4,55%	4,29%
SSEE	Patios	6,55%	6,24%
SSEE	Subestaciones	6,24%	6,12%
Transforma y eq com	Transformadores mayores a 20 MVA	2,92%	2,74%
Transforma y eq com	Transformadores menores a 20 MVA	2,98%	2,75%
Líneas	Tramos de líneas entre 100 y 250 km	6,64%	6,13%
Líneas	Tramos de líneas entre 50 y 100 km	6,48%	6,23%
Líneas	Tramos de líneas entre 25 y 50 km	6,48%	6,25%
Líneas	Tramos de líneas entre 5 y 25 km	6,42%	6,23%
Líneas	Tramos de líneas entre 0 y 5 km	6,34%	6,16%
Transforma y eq com	Equipos de compensación	3,19%	2,87%

b) Sistema B

Para este sistema, dada la estructura de cálculo del recargo por gastos generales presentada en el Informe Final del estudio, el recargo disminuye al considerar los ajustes ya realizados en los recargos de flete y bodegaje.

En virtud de lo expuesto, los recargos por gastos generales resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Tipo de obra	Familia	Empresa	CNE
SSEE	Paños 220 kV	4,34%	4,15%
SSEE	Paños 110 kV	4,52%	4,29%
SSEE	Paños 66 kV	4,61%	4,37%
SSEE	Paños MT	4,43%	4,28%
SSEE	Patios	6,42%	6,23%
SSEE	Subestaciones	6,20%	6,11%
Líneas	Tramos de líneas entre 100 y 250 km	3,01%	2,80%
Líneas	Tramos de líneas entre 50 y 100 km	3,08%	2,81%
Líneas	Tramos de líneas entre 25 y 50 km	6,38%	6,38%
Líneas	Tramos de líneas entre 5 y 25 km	6,23%	6,36%
Líneas	Tramos de líneas entre 0 y 5 km	6,27%	6,38%
Transforma y eq com	Transformadores mayores a 20 MVA	6,20%	6,35%
Transforma y eq com	Transformadores menores a 20 MVA	6,18%	6,23%
Transforma y eq com	Equipos de compensación	3,11%	2,191%

c) Sistema C

Para este sistema, dada la estructura de cálculo del recargo por gastos generales presentada en el Informe Final del estudio, el recargo disminuye al considerar los ajustes ya realizados en los recargos de flete y bodegaje.

Adicionalmente, se modificó el valor de arriendo de vehículos a un valor de 776 US$/mes, considerando un mes de 20 días laborales.

Asimismo, la superficie de oficina por persona (m^2/pp) presentada en el Informe Final del estudio (127 m^2/pp), se modificó a 20 m^2/pp.

En virtud de lo expuesto, los recargos por gastos generales resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo por Gastos Generales	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	7,63%	3,46%
SSEE	Transformadores de Poder	7,63%	3,46%
SSEE	Eq. de Compensación	7,63%	3,46%
Líneas	Líneas	7,19%	3,26%

d) Sistema D

Para este sistema el recargo por gastos generales presentado en el Informe Final de estudio incorpora dentro de sus elementos el gasto por mitigación ambiental. No obstante, este costo no

guarda relación con la naturaleza del recargo establecida el numeral 3.2.1.4 letra b.5 de las Bases Técnicas, razón por la cual fue eliminado por esta Comisión.

En virtud de lo expuesto, los recargos por gastos generales resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo por Gastos Generales	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	4,16%	2,85%
SSEE	Transformadores	4,16%	2,85%
SSEE	Equipos de Compensación	4,16%	2,85%
Líneas	Líneas220 kV	7,00%	5,13%
Líneas	Líneas 110 kV	7,00%	5,13%
Líneas	Líneas 44 kV	7,00%	5,13%

e) Sistema E

Para este sistema, dada la estructura de cálculo del recargo por gastos generales presentada en el Informe Final del estudio, el recargo disminuye al considerar los ajustes ya realizados en los recargos de flete y bodegaje.

Adicionalmente, se modificó el valor de arriendo de vehículos a un valor de 776 US$/mes, considerando un mes de 20 días laborales.

Asimismo, la superficie de oficina por persona (m^2/pp) presentada en el Informe Final del estudio (127 m^2/pp), se modificó a 20 m^2/pp.

En virtud de lo expuesto, los recargos por gastos generales resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo por Gastos Generales	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	5,36%	2,43%
SSEE	Transformadores de Poder	5,36%	2,43%
SSEE	Equipos de Compensación	5,36%	2,43%
Líneas	Tramos de Líneas	6,84%	3,10%

f) Sistema F

Para este sistema, dada la estructura de cálculo del recargo por gastos generales presentada en el Informe Final del estudio, el recargo disminuye al considerar los ajustes ya realizados en los recargos de flete y bodegaje.

Adicionalmente, se modificó el valor de arriendo de vehículos a un valor de 776 US$/mes, considerando un mes de 20 días laborales.

Asimismo, la superficie de oficina por persona (m^2/pp) presentada en el Informe Final del estudio (127 m^2/pp), se modificó a 20 m^2/pp.

En virtud de lo expuesto, los recargos por gastos generales resultantes para la desagregación presentada en el Informe Final del estudio fue la siguiente:

Instalación	Tipo Recargo por Gastos Generales	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	5,36%	2,92%
SSEE	Transformadores de Poder	5,36%	2,92%
SSEE	Equipos de Compensación	5,36%	2,92%
Líneas	Tramos de Líneas	6,84%	2,10%

3.2.2.6. Intereses Intercalarios

De acuerdo a lo establecido en el numeral 3.2.1.4 letra b.6 de las Bases Técnicas, el recargo por intereses intercalarios corresponde al costo financiero que se produce durante el período de construcción eficiente de un conjunto de obras de transmisión zonal representativas, el cual se determinará a partir del tiempo de ejecución de obras y flujos de fondos eficientemente administrados durante un período de tiempo.

En los recargos por intereses intercalarios presentados en los Informes Finales de los Estudios, las tasas de interés real anual únicas, representativas de las condiciones de mercado y que consideran el costo de capital de mercado para el financiamiento, fueron las siguientes:

Sistema	A	B	C	D	E	F
Tasa Interés Anual	7%	7%	10%	9,4%	10%	10%

Por su parte, los plazos de ejecución de obras considerados en los Informes Finales de los Estudios presentan una gran dispersión. Sin embargo, al exceptuar los plazos de ejecución considerados en el sistema C, los mencionados plazos son concordantes con los plazos empleados por la Comisión en procesos de tarificación de transmisión zonal anteriores y validados por el H. Panel de Expertos en sus dictámenes del 2006 y 2010.

En base a lo expuesto, los recargos por intereses intercalarios presentados para cada sistema fueron los siguientes:

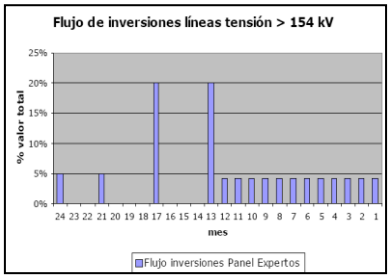
Instalación	Tipo Recargo por Intereses Intercalarios	A	B	C	D	E	F
SSEE	Subestaciones II	6,00%	6,00%	9,19%	10,49%	7,56%	7,31%
SSEE	Trasformadores II	6,00%	6,00%	9,19%	10,49%	5,14%	4,35%
SSEE	Eq. de Compensación II	3,19%	3,19%	9,19%	10,49%	5,14%	4,35%
Líneas	Líneas 220 kV II	5,76%	5,00%	9,31%	11,78%	7,97%	10,20%
Líneas	Líneas 110 kV y menor II	4,70%	4,70%	9,31%	10,33%	7,97%	10,20%

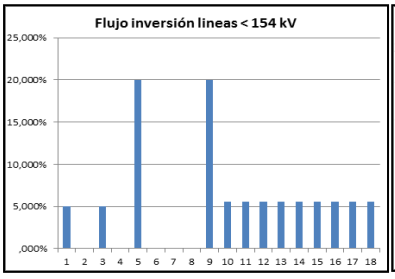
En base al análisis de la información presentada en los Informes Finales de los Estudios, así como los antecedentes presentados por la empresa Transelec S.A., considerada por ser la empresa más representativa de los sistemas de transmisión, en la instancia de observaciones del proceso de Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal - Cuadrienio 2016-2019, esta Comisión determinó como tasa de interés real anual única para todos los sistemas un 7,00%, valor que además coincide con la tasa presentada por los sistemas A y B.

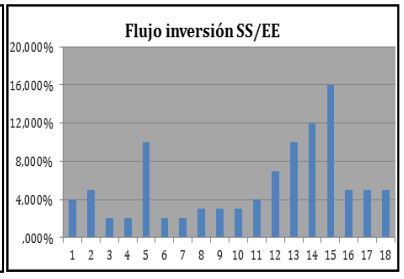
En relación a los plazos de ejecución de los proyectos, se utilizaron los plazos empleados por la Comisión en procesos de tarificación de transmisión zonal anteriores y validados por el H. Panel de Expertos en sus dictámenes de los años 2006 y 2010. Dichos plazos fueron los siguientes:

- Líneas en tensión superior a 154kV, 24 meses.
- Líneas en tensión inferior a 154kV, 18 meses.
- Subestaciones, 18 meses.

Para los proyectos señalados, a continuación se presentan los flujos de inversión considerados por esta Comisión en la determinación del recargo por intereses intercalarios:







En virtud de lo expuesto y considerando la desagregación presentada en los Informes Finales de los Estudios, los recargos por intereses intercalarios resultantes para cada sistema son los siguientes:

a) Sistema A

Tipo de obra	Familia	Empresa	CNE
SSEE	Paños 220 kV	6,16%	2,95%
SSEE	Paños 110 kV	5,19%	2,95%
SSEE	Paños 66 kV	3,97%	1,97%
SSEE	Paños MT	2,51%	0,91%
SSEE	Patios	5,19%	1,97%
SSEE	Subestaciones	5,19%	1,97%
Transforma y eq com	Transformadores mayores a 20 MVA	6,16%	1,42%
Transforma y eq com	Transformadores menores a 20 MVA	4,79%	0,99%
Líneas	Tramos de líneas entre 100 y 250 km	5,76%	6,49%
Líneas	Tramos de líneas entre 50 y 100 km	4,91%	4,07%
Líneas	Tramos de líneas entre 25 y 50 km	4,27%	1,92%
Líneas	Tramos de líneas entre 5 y 25 km	3,52%	1,16%
Líneas	Tramos de líneas entre 0 y 5 km	2,48%	0,62%
Transforma y eq com	Equipos de compensación	4,79%	0,74%

b) Sistema B

Tipo de obra	Familia	Empresa	CNE
SSEE	Paños 220 kV	6,16%	2,95%
SSEE	Paños 110 kV	5,19%	2,95%
SSEE	Paños 66 kV	3,97%	1,97%
SSEE	Paños MT	2,51%	0,91%
SSEE	Patios	5,19%	1,97%
SSEE	Subestaciones	5,19%	1,97%
Transforma y eq com	Transformadores mayores a 20 MVA	6,16%	1,42%
Transforma y eq com	Transformadores menores a 20 MVA	4,79%	0,99%
Líneas	Tramos de líneas entre 100 y 250 km	5,76%	6,49%
Líneas	Tramos de líneas entre 50 y 100 km	4,91%	4,07%
Líneas	Tramos de líneas entre 25 y 50 km	4,27%	1,92%
Líneas	Tramos de líneas entre 5 y 25 km	3,52%	1,16%
Líneas	Tramos de líneas entre 0 y 5 km	2,48%	0,62%
Transforma y eq com	Equipos de compensación	4,79%	0,74%

c) Sistema C

Instalación	Tipo Recargo por Intereses Intercalarios	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	9,19%	4,15%
SSEE	Transformadores de Poder	9,19%	4,15%
SSEE	Equipos de Compensación	9,19%	4,15%
Líneas	Tramos de Líneas	9,31%	4,69%

d) Sistema D

Instalación	Tipo Recargo por Intereses Intercalarios	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	10,49%	7,75%
SSEE	Transformadores	10,49%	7,75%
SSEE	Equipos de Compensación	10,49%	7,75%
Líneas	Líneas 220 kV	11,78%	8,74%
Líneas	Líneas 110 kV	10,33%	7,89%
Líneas	Líneas 44 kV	10,33%	7,89%

e) Sistema E

Instalación	Tipo Recargo por Intereses Intercalarios	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	7,16%	5,01%
SSEE	Transformadores de Poder	5,14%	3,71%
SSEE	Equipos de Compensación	5,14%	3,71%
Líneas	Tramos de Líneas	7,97%	5,84%

f) Sistema F

Instalación	Tipo Recargo por Intereses Intercalarios	Empresa	CNE
SSEE	Subestaciones	7,16%	4,84%
SSEE	Transformadores de Poder	5,14%	3,22%
SSEE	Equipos de Compensación	5,14%	3,22%
Líneas	Tramos de Líneas	7,97%	7,47%

3.2.2.7. Bienes Intangibles

Inicialmente se procedió a efectuar una revisión de consistencia entre los valores declarados por las empresas en las bases de datos para las instalaciones existentes al 31 de diciembre de 2015 informados en las tablas de resúmenes, en relación a los calculados por esta Comisión a partir de los valores contenidos en las tablas de detalle, siendo los resultados los siguientes:

	Bienes Intangibles Instalaciones al 31/12/2015 (US$)	
Sistema	**Declarado**	**Calculado**
A	2.719.643	2.719.643
B	3.034.699	3.034.699
C	3.980.610	3.980.620
D	3.798.068	3.798.068
E	5.454.964	5.455.002
F	3.843.149	3.843.148
TOTAL	**22.831.134**	**22.831.181**

Cabe señalar que en algunos sistemas se encontraron diferencias entre los valores presentados en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, y los contenidos en las bases de datos en SQL Server 2012 adjuntas como respaldos.

Posteriormente, en concordancia a lo establecido en el numeral 3.2.1.4 letra b.7 de las Bases Técnicas, los bienes intangibles fueron determinados por esta Comisión a partir de la estimación de costos asociados a la contratación inicial de personal, gastos de puesta en marcha y estudios previos. Para lo anterior, la Comisión consideró lo siguiente por cada sistema:

- Los costos de contratación inicial de personal se estimaron igual a dos meses de gastos en remuneraciones, sin considerar compensaciones ni beneficios.
- Los gastos de puesta en marcha se estimaron igual al costo mensual por capacitación, operación y mantenimiento.
- Los estudios previos se estimaron en base a valores representativos de diversas asesorías (estudios técnicos, legales, económicos y financieros requeridos para iniciar actividades, gastos notariales y similares asociados a la constitución de la sociedad) presentados en los Informes Finales de los Estudios.

Los valores de bienes intangibles resultantes por sistema fueron los siguientes:

	Bienes Intangibles (US$)					
Ítems	**A**	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**
Contratación inicial de personal	875.808	935.595	912.635	909.256	1.241.579	935.595
Puesta en marcha	611.123	1.192.372	695.008	670.272	2.159.042	692.512
Estudios previos	1.191.580	1.191.580	1.191.580	1.191.580	1.191.580	1.191.580
TOTAL	**2.678.511**	**3.319.547**	**2.799.222**	**2.771.109**	**4.592.201**	**2.819.687**

3.2.2.8. Capital de Explotación

Inicialmente se procedió a efectuar una revisión de consistencia entre los valores declarados por las empresas en las bases de datos para las instalaciones existentes al 31 de diciembre de 2015

informados en las tablas de resúmenes, en relación a los calculados por esta Comisión a partir de los valores contenidos en las tablas de detalle, siendo los resultados los siguientes:

	Capital de Explotación Instalaciones al 31/12/2015 (US$)	
Sistema	**Declarado**	**Calculado**
A	3.098.271	3.098.272
B	3.923.116	3.923.117
C	3.444.396	3.444.403
D	4.015.459	4.015.458
E	12.302.936	12.303.011
F	2.904.022	2.904.021
TOTAL	**29.688.201**	**29.688.282**

Cabe señalar que en algunos sistemas se encontraron diferencias entre los valores presentados en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, y los contenidos en las bases de datos en SQL Server 2012 adjuntas como respaldos.

Posteriormente, en concordancia a lo establecido en el numeral 3.2.1.4 letra b.8 de las Bases Técnicas, el capital de explotación fue determinado por esta Comisión como dos doceavos del costo adaptado anual de operación, mantención y administración (COMA) de la inversión correspondiente.

Los valores de capital de explotación resultantes por sistema fueron los siguientes:

	Capital de Explotación (US$)					
Ítems	**A**	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**
COMA	12.244.555	22.044.793	13.227.344	16.492.410	38.448.566	13.727.931
Capital de Explotación	**2.040.759**	**3.674.132**	**2.204.557**	**2.748.735**	**6.408.097**	**2.287.989**

3.2.3. Derechos relacionados con el uso del suelo y medio ambiente

De acuerdo a lo establecido en el inciso cuarto del artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, para efectos de determinar la valorización de los derechos relacionados con el uso de suelo, tales como los referidos a adquisición de terrenos, su uso y goce, los gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de servidumbres voluntarias o forzosas, utilizadas por instalaciones de transmisión zonal, se considerará el valor asignado en el Informe Técnico Definitivo para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el Cuadrienio 2011-2014, que sirvió de base a la dictación del Decreto 14. Este criterio será aplicable a aquel conjunto de instalaciones que, encontrándose contenidas en el mencionado Informe Técnico Definitivo, además se encuentran contenidas en el listado de instalaciones existentes al 31 de diciembre de 2015, informado por las empresas en conformidad a lo dispuesto en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936.

Respecto de aquellas instalaciones existentes al 31 de diciembre de 2015, contenidas en el listado informado por las empresas en conformidad a lo dispuesto en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, pero que no se encuentraban contenidas en el Informe Técnico Definitivo indicado en el párrafo precedente, esta Comisión centro su revisión en las servidumbres y terrenos, considerando para ello los criterios que se indican en los numerales 3.2.3.1 y 3.2.3.2 siguientes.

Por su parte, los costos asociados a medio ambiente consideran aquellos costos por concepto de tramitación ambiental de los proyectos, tales como declaración o estudio de impacto ambiental, planes de apoyo local, planes de mitigación, entre otros, los cuales, luego de ser revisados por esta Comisión, no fueron ajustados respecto de los valores presentados por las empresas.

3.2.3.1. Servidumbres

Como consideración general, la revisión de la valorización de las servidumbres fue realizada conforme lo establecido en el numeral 3.2.2.1, en concordancia con el 3.2.3, literal a.2, ambos de las de las Bases Técnicas. En efecto, en aquellos casos en que se acreditó el pago de la servidumbre, se consideró en la valoración el valor del metro cuadrado correspondiente. Por su parte, en aquellos casos en los cuales no se justificó precio alguno, se consideró el valor efectivamente pagado en pesos por unidad de superficie del registro más antigüo del conjunto de registros de todas las empresas pertenecientes al respectivo sistema de transmisión zonal, indexado de acuerdo a la variación que hubiere experimentado el Índice de Precios al Consumidor entre la fecha efectiva del pago y el 31 de diciembre del año 2013, trasformado a dólares americanos conforme lo señalado en el numeral 1 del Capítulo II de las Bases Técnicas.

La metodología empleada por esta Comisión en la revisión del valor de las servidumbres se resume a continuación:

- Se revisó el largo de la servidumbre teniendo a la vista los respaldos presentados en estudios.
- Se revisó el valor del metro cuadrado de la servidumbre teniendo a la vista los respaldos presentados en los estudios.
- Finalmente, el valor de la servidumbre se obtuvo a partir de la multiplicación del ancho de franja por el largo y por el valor del metro cuadrado de la servidumbre, todos valores obtenidos a partir de las etapas antes señaladas.

3.2.3.2. Terrenos

En la revisión de la valorización de los terrenos presentados en los estudios, esta Comisión consideró dos aspectos relevantes respecto de ella. Por una parte, la superficie efectivamente utilizada por las instalaciones, y por la otra, el precio presentado en los estudios.

A su turno, los antecedentes considerados por esta Comisión en la revisión de los terrenos corresponden a los respaldos presentados en los estudios.

Finalmente, la metodología empleada por esta Comisión en la revisión del valor de los terrenos se resume a continuación:

- Se revisó la superficie del terreno declarado en los estudios, teniendo a la vista los respaldos presentados en los estudios.
- Se revisó el valor del metro cuadrado de terreno declarado en los estudios, teniendo a la vista los respaldos presentados en los estudios.
- Finalmente, el valor del terreno se obtuvo a partir de la multiplicación de la superficie por el valor del metro cuadrado del terreno, todos valores obtenidos a partir de las etapas antes señaladas.

3.2.4. Bienes Muebles e Inmuebles

Conforme lo establecido en el numeral 3.2.1.2 de las Bases Técnicas, los componentes de bienes muebles e inmuebles se valorizan conforme a su costo de adquisición, de acuerdo a la clasificación que en el citado numeral se indica.

Teniendo a la vista lo dispuesto en las Bases Técnicas, la revisión realizada por la Comisión consideró el análisis de los siguientes ítems de los bienes muebles e inmuebles presentados en los Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, y lo contenido en las bases de datos en SQL Server 2012 adjuntas como respaldos:

- Terrenos
- Edificios
- Bodega
- Comunicación
- Computación
- Licencias y Software
- Oficina
- Otros

Cabe señalar que como criterio general se ha considerado que los bienes muebles e inmuebles están directamente relacionados a la dotación de personal propio no terreno, por lo cual las cantidades y costos unitarios fueron ajustadas a los requerimientos de las dotaciones ya revisadas por esta Comisión. El dimensionamiento del personal propio no terreno requerido para las instalaciones existentes al 31 de diciembre de 2015, en cada sistema de transmisión zonal y transmisión dedicada, fue el siguiente:

Dotación Personal Propio	A	B	C	D	E	F
Gerencia General	10	10	10	11	11	10
Gerencia Planificación	3	3	3	4	4	3
Gerencia Comercial y Regulación	9	9	9	10	10	9
Gerencia Administración y Finanzas	28	28	28	27	35	28
Gerencia Explotación	39	46	43	52	50	46
Oficinas Zonales	21	25	25	0	57	25
TOTAL	**110**	**121**	**118**	**104**	**167**	**121**

A continuación se presentan los análisis y revisiones realizados por la Comisión, respecto a los ítems de bienes muebles e inmuebles antes señalados.

3.2.4.1. Terrenos

La metodología y criterios empleados en la revisión de los Terrenos consideró lo siguiente:

- Para los sistemas A y B se asumió que los costos asociados a terrenos fueron incluidos en los costos unitarios de los Edificios. Lo anterior, como consecuencia de validar que los costos unitarios presentados por las empresas eran muy cercanos a cero y que las cotizaciones de respaldo recibidas consideraban el bien como un todo (Edificio y Terreno). Asimismo, se ajustaron las superficies en base a estándares de superficie por empleado, según lo descrito a continuación en el apartado relativo a Edificios.
- Para los sistemas C, E y F, se aceptaron los costos unitarios presentados y se ajustaron las superficies en base a estándares de superficie por empleado, según lo descrito a continuación en el apartado relativo a Edificios.
- Para el sistema D no se consideraron costos unitarios por terrenos debido a que en su Informe Final las empresas indican que éstos son arrendados.

Finalmente, los resultados obtenidos se resumen a continuación:

Inversión (miles US$)	A	B	C	D	E	F
Oficinas Centrales	0	0	75	0	75	75
Oficinas Zonales	0	0	151	0	320	133
Bodegas	0	0	76	0	159	65
Talleres	0	0	38	0	80	32
Centros de Control	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**0**	**0**	**340**	**0**	**634**	**305**

3.2.4.2. Edificios

La metodología y criterios empleados en la revisión de los Edificios consideró lo siguiente, en relación a las Oficinas Centrales:

- Para los sistemas A y B, salvo para el caso de Los Vilos, se aceptaron los costos unitarios presentados y se ajustaron las superficies en base a estándares de superficie por empleado. Particularmente para el caso de Los Vilos, el valor se ajustó al promedio de las cotizaciones correspondientes entregadas como antecedentes en el Informe Final de las empresas. Cabe señalar que para dichos sistemas los costos unitarios de Edificios incluyen además el valor del terreno.
- Para los sistemas C, E y F, se aceptaron los costos unitarios presentados y se ajustaron las superficies en base a estándares de superficie por empleado.
- Para el sistema D no se consideraron costos unitarios por Edificios debido a que en su Informe Final las empresas indican que éstos son arrendados, criterio que esta Comisión mantiene en la revisión realizada.

En relación a los estándares de superficie por empleado utilizados, éstos corresponden a valores presentados por las empresas en los Informes Finales de los estudios para los sistemas A y B, y que son los siguientes:

Estamento	m^2/persona
Gerentes	25
Subgerentes	20
Jefe	10
Profesional	10
Administrativo	10
Técnico/Operario	10

De acuerdo al estándar de superficie por empleado (m^2/persona) y las dotaciones de personal no terreno, ya revisadas por esta Comisión, para cada sistema se estimaron las superficies totales por concepto de oficinas.

En base a los estándares anteriores y al personal existente en las Oficinas Zonales, se consideraron oficinas zonales con una superficie de 60 m^2 y 80 m^2.

A las superficies descritas, en cada sistema de Transmisión Zonal se contempló además lo siguiente:

a) En cada oficina central se consideró un centro de control de 100 m^2, acorde a los valores presentados en los Informes Finales de las empresas.
b) En cada oficina zonal se consideró una bodega y un taller, de 100 m^2 y 50 m^2, respectivamente, valores acordes a los presentados en los Informes Finales de las empresas.

En base a lo expuesto, en la siguiente tabla se presentan las superficies de los Edificios considerados por esta Comisión en cada uno de los sistemas:

Superficie [m²]	A	B	C	D	E	F
Oficinas Centrales	915	985	955	1.055	1.115	985
Oficinas Zonales	180	220	220	0	500	220
Bodegas	300	300	300	300	700	300
Talleres	150	150	150	150	350	150
Centros de Control	100	100	100	100	100	100
TOTAL	**1.645**	**1.755**	**1.725**	**1.605**	**2.765**	**1.755**

Finalmente, los resultados obtenidos asociados al concepto de inversión se resumen en la siguiente tabla:

Inversión (miles US$)	A	B	C	E	F
Oficinas Centrales	2.686	2.535	1.919	2.240	1.517
Oficinas Zonales	359	334	152	332	144
Bodegas	192	156	120	264	109
Talleres	96	78	64	141	59
Centros de Control	294	257	201	201	154
TOTAL	**3.625**	**3.360**	**2.456**	**3.178**	**1.983**

3.2.4.3. Bodega

Los equipos de bodega y maestranza presentados por las empresas en sus Informes Finales fueron revisados, no siendo modificados ni en precio ni en cantidad.

3.2.4.4. Comunicación

En la revisión efectuada respecto a este ítem, se procedió a realizar un análisis comparativo de los equipos de comunicación presentados por las empresas en sus Informes Finales.

Considerando que los equipos y planes de comunicación son de similares características entre las empresas de transmisión zonal, difiriendo principalmente en la cantidad de personal propio, esta Comisión determinó el valor de los equipos de comunicación a partir de la siguiente metodología:

- Se determinaron los equipos y planes necesarios para el desarrollo de las actividades propias de las empresas de transmisión zonal.
- En base al personal propio idóneo se determinaron las cantidades de equipos de comunicación y planes necesarios.

- Finalmente, se realizó un benchmarking entre los costos unitarios presentados en los Informes Finales de las empresas y cotizaciones propias, considerándose como costo unitario de los equipos de comunicación el menor valor representativo.
- Cabe señalar que la inversión en comunicaciones de los sistemas C, D, E y F incluyen además la inversión por concepto de comunicación de SCADA.

Los resultados obtenidos se resumen a continuación:

Sistema	A	B	C	D	E	F
Inversión en Comunicaciones (miles US$)	26	33	276	5.233	392	282

3.2.4.5. Computación

En la revisión efectuada respecto a este ítem se procedió a realizar un análisis comparativo del hardware y equipos de computación presentados por las empresas en sus Informes Finales.

Considerando que los planes informáticos y de comunicación son de similares características entre las empresas de transmisión zonal, difiriendo principalmente por la cantidad de personal propio, esta Comisión determinó el valor del hardware y equipos de computación a partir de la siguiente metodología:

- Se determinó el hardware y equipos de computación necesarios para el desarrollo de las actividades propias de las empresas de transmisión zonal.
- En base al personal propio idóneo se determinaron las cantidades de hardware y equipos de computación necesarios.
- Finalmente, se realizó un benchmarking entre los costos unitarios presentados en los Informes Finales de las empresas y cotizaciones propias, considerándose como costo unitario de hardware y equipos de computación el menor valor representativo.

Finalmente, los resultados obtenidos se resumen a continuación:

Sistema	A	B	C	D	E	F
Inversión en hardware (miles US$)	168	174	172	164	202	174

3.2.4.6. Licencias y Software

Respecto a este ítem, en la revisión efectuada por esta Comsión se procedió a realizar un análisis comparativo de las licencias y elementos de software presentados por las empresas en sus Informes Finales.

Considerando que los planes informáticos y de comunicación son de similares características entre las empresas de transmisión zonal, difiriendo principalmente por la cantidad de personal propio, esta Comisión determinó el valor de las licencias y software a partir de la siguiente metodología:

- Se determinó el software necesario para el desarrollo de las actividades propias de las empresas de transmisión zonal.
- Para cada software y, en base al personal propio idóneo, se determinaron las cantidades de licencias asociadas.
- Posteriormente se agregaron las licencias a nivel de servidores, según sean los requerimientos del software.
- Finalmente, se realizó un benchmarking entre los costos unitarios presentados en los Informes Finales de las empresas y cotizaciones propias, considerándose como costo unitario de la licencia y/o software el menor valor representativo.

Finalmente, los resultados obtenidos se resumen a continuación:

Sistema	A	B	C	D	E	F
Inversión en licencias y software (miles US$)	391	408	403	381	477	408

3.2.4.7. Oficina

Los equipos de oficina presentados por las empresas fueron revisados, no siendo modificados.

3.2.4.8. Otros

En esta sección sólo presentaron bienes los sistemas A y B, los cuales correspondían al harware y software del sistema SCADA. Al revisar la inversión en SCADA de los otros sistemas de transmisión zonal que estaban informadas en ítems distintos a éste, esta Comisión determinó considerar un único costo de inversión por harware y software, el cual coincide con el costo de inversión presentado por los sistemas A y B.

3.3. VI Resultante

En base a lo expuesto, el valor de la inversión de las instalaciones de transmisión zonal y transmisión dedicada utilizada por usuarios sujetos a fijación de precios, resultante de la revisión realizada, es la siguiente:

Sistema	VI Instalaciones al 31/12/2015

	(US$)
A	176.252.931
B	448.832.833
C	377.764.717
D	1.055.336.568
E	1.529.675.870
F	301.966.356
TOTAL	**3.889.829.276**

Adicionalmente, el valor de la inversión (VI) por sistema de transmisión zonal, separado por cada propietario u operador y por naturaleza, ítems y subítems, se presenta detallado en el ANEXO Nº1 de este documento.

Por su parte, el valor de la inversión (VI) por sistema dedicado en la parte que los usuarios sujetos a fijación de precios hacen uso de estas instalaciones, separado por cada propietario u operador y por naturaleza, ítems y subítems, se presenta detallado en el ANEXO Nº2 de este documento.

4. ANUALIDAD DEL VALOR DE INVERSIÓN DE LAS INSTALACIONES (AVI)

De acuerdo a lo establecido en el numeral 3.2 de las Bases Técnicas, los costos anuales de inversión se determinan como la suma de las anualidades de inversión de cada instalación e infraestructura que conforman el VI del sistema de transmisión zonal y de transmisión dedicado utilizado por clientes sujetos a regulación de precios.

Para su determinación se utiliza la tasa de descuento señalada en el punto 4.6 de las Bases Técnicas, y las respectivas vidas útiles, establecidas en años, de las componentes de inversión conforme se señala en el numeral 3.3 de las Bases Técnicas.

Finalmente, a partir de los VI resultantes de cada instalación e infraestructura que lo conforman, la vida útil respectiva y una tasa del 10% real anual, se obtienen los AVI correspondientes.

4.1. AVI Resultante

En base a lo expuesto, el valor de la anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión zonal y transmisión dedicada utilizada por usuarios sujetos a fijación de precios, resultante de la revisión realizada, es la siguiente:

Sistema	AVI Instalaciones al 31/12/2015 (US$)
A	18.792.995
B	47.047.337
C	40.912.633
D	111.839.679
E	161.803.047
F	32.372.729
TOTAL	**412.768.421**

Adicionalmente, la anualidad del valor de la inversión (AVI) por sistema de transmisión zonal, separado por cada propietario u operador y por naturaleza, ítems y subítems, se presenta detallado en el ANEXO Nº1 de este documento.

Por su parte, la anualidad del valor de la inversión (AVI) por sistema dedicado en la parte que los usuarios sujetos a fijación de precios hacen uso de estas instalaciones, separado por cada propietario u operador y por naturaleza, ítems y subítems, se presenta detallado en el ANEXO Nº2 de este documento.

5. COSTOS ANUALES DE OPERACIÓN, MANTENCIÓN Y ADMINISTRACIÓN

5.1. Consideraciones Generales

De acuerdo a lo establecido en el numeral 3.4 de las Bases Técnicas y conforme lo dispuesto en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, en cada sistema de transmisión zonal los costos anuales de operación, mantención y administración se establecerán como valores óptimos y necesarios para desarrollar en forma eficiente las labores respectivas en el sistema adaptado a la demanda.

La citada disposición de las Bases Técnicas luego agrega que las labores mencionadas serán ofrecidas por una única empresa de transmisión zonal diseñada óptimamente y que opera en forma eficiente para prestar el servicio de transmisión zonal en el sistema respectivo, capaz de administrar en forma óptima, eficiente y autónoma el conjunto de instalaciones necesarias para prestar el servicio de transmisión zonal en el respectivo sistema, cumpliendo con las exigencias establecidas en la normativa vigente.

Conforme con lo expuesto, los COMA resultantes para el año 2013 presentados por las empresas en los Informes Finales de los Estudios, fueron los siguientes:

	COMA EMPRESAS (miles US$)						
SISTEMA	**Personal propio**	**Cuadrillas**	**Materiales utilizados**	**Servicios tercerizados**	**Arriendos**	**Otros costos**	**Costos Totales**
A	5.881	2.072	1.176	0	1.208	4.165	**14.503**
B	6.078	3.734	2.058	0	1.957	4.641	**18.468**
C	7.785	4.121	1.540	2.990	172	3.302	**19.910**
D	8.573	4.680	0	0	798	9.695	**23.746**
E	12.631	17.326	4.285	5.645	322	5.236	**45.445**
F	7.472	3.791	1.000	2.211	185	2.625	**17.285**

En virtud de lo dispuesto en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, y según se expresa en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones presentado por las empresas, el valor del COMA resultante para el año 2015 se obtuvo a partir de los costos administrativos, de operación y mantenimiento (OyM) de los "Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión", escalados estos últimos (OyM) de acuerdo al aumento del valor de inversión, excepto para el sistema D, que empleó una metodología que también escala los costos de administración. Conforme con lo expuesto, los COMA resultantes para el año 2015 presentados para cada uno de los sistemas fueron los siguientes:

Sistema	COMA Intalaciones al 31/12/2015 (US$)
A	18.589.631
B	23.538.702
C	20.666.352
D	24.092.751
E	73.817.599
F	17.424.133
TOTAL	**178.129.168**

En base a lo anterior, y por cada uno de los sistemas de transmisión zonal, el trabajo de revisión realizado por esta Comisión consistió en analizar la información entregada por las empresas en sus Informes Finales de los Estudios y en el Estudio de Validación y Modificación de Instalaciones, detectándose que, en algunos casos, los antecedentes entregados no permitían reproducir cabalmente los resultados obtenidos, faltando además justificación y detalle de algunos criterios empleados, así como de los respaldos respectivos.

A continuación se presentan los principales resultados del análisis del COMA para el año 2015 realizado por esta Comisión, detallando además los criterios empleados en cada uno de los siguientes puntos:

- Personal propio.
- Cuadrillas.
- Materiales utilizados.
- Servicios tercerizados.
- Arriendos.
- Otros costos considerados en el COMA.

5.2. Revisión Personal Propio

La revisión de los costos por concepto de personal propio presentados por las empresas consideró dos etapas: a) Determinación de la dotación de personal propio necesaria, y b) Cálculo de las remuneraciones asociadas a dicha dotación.

a) Determinación de la dotación

Los Informes Finales de los Estudios de las empresas de transmisión zonal de los sistemas A y B presentaron un diseño organizacional que consideraba cinco gerencias: General, Explotación, Administración y Finanzas, Comercial y Regulación, y Planificación Técnica y Normas.

Por su parte, los Informes Finales de los Estudios de las empresas de transmisión zonal de los sistemas C y F presentaron un diseño organizacional que consideraba cuatro gerencias: General, Explotación, Administración y Finanzas, y Comercial y Regulación.

El Informe Final del Estudio de las empresas de transmisión zonal del sistema D presentó un diseño organizacional que consideraba cuatro gerencias: General, Regulación y Operaciones Comerciales, Administración y Finanzas, y Técnica.

Finalmente, el Informe Final del Estudio de las empresas de transmisión zonal del sistema E presentó un diseño organizacional que considera cinco gerencias: General, Comercial y de Regulación, Administración y Finanzas, Recursos Humanos, y Explotación.

De la revisión, comparación y análisis de los antecedentes presentados en los Informes Finales de los Estudios de las empresas, esta Comisión determinó la dotación de personal en base a una organización compuesta por las siguientes cinco gerencias: General, Planificación, Comercial y Regulación, Administración y Finanzas y Explotación, siendo la totalidad del personal que presta servicios contratado por la empresa (personal propio).

A su turno, por cada una de las mencionadas gerencias esta Comisión determinó las siguientes estructuras internas:

- En Gerencia General se consideran las áreas de Fiscalía, Auditoría Interna y Control de Gestión.
- En Gerencia Comercial y Regulación se consideran las áreas de Regulación y Comercial.
- En Gerencia de Administración y Finanzas se consideran las áreas de Contabilidad y Presupuesto, Finanzas, Personal y Sistemas.
- La Gerencia de Explotación considera el desarrollo de labores de mantenimiento y operación separadas en áreas de terreno y no terreno. Debido a la extensión geográfica de los sistemas de de transmisión zonal se consideran Oficinas Zonales, excepto para el Sistema D. Asimismo, la Gerencia de Explotación considera un Área de Servicios que se relaciona con el abastecimiento de equipos y materiales, tramitación de servidumbres y concesiones, y cuidado del medio ambiente.

Como producto de la revisión efectuada por esta Comisión, la dotación propia resultante para cada uno de los sistemas, fue la siguiente:

Dotación Personal Propio (cantidad)	**A**	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**
Gerencia General	10	10	10	11	11	10
Gerencia Planificación	3	3	3	4	4	3
Gerencia Comercial y Regulación	9	9	9	10	10	9
Gerencia Administración y Finanzas	28	28	28	27	35	28
Gerencia Explotación	39	46	43	52	50	46
Oficinas Zonales	21	25	25	0	57	25
TOTAL	**110**	**121**	**118**	**104**	**167**	**121**

b) Cálculo de las remuneraciones de la dotación

De acuerdo a lo establecido en el numeral 3.4.2.2 de las Bases Técnicas, las remuneraciones asociadas a la dotación determinada se deben estimar en base a Encuestas de Remuneraciones de mercado realizadas por empresas especialistas del rubro y de reconocido prestigio en el tema.

Todos los estudios de las empresas de transmisión zonal emplearon como Encuesta de Remuneraciones de mercado la Encuesta SIREM XXI, de diciembre de 2013, realizada por la firma PricewaterhouseCoopers.

En cada uno de los sistemas de de transmisión zonal las empresas consideraron los siguientes criterios para calcular la remuneración asociada a cada cargo:

- Sistemas A y B
  Se utilizó la encuesta de remuneraciones para empresas de tamaño mediano y, para aquellos cargos que no encontraron en esta muestra, se empleó la encuesta general de remuneraciones. Como estadígrafo se utilizó el promedio ponderado para los cargos administrativos y el percentil 75 para los cargos técnicos.

- Sistemas C y F
  Se utilizó la encuesta de remuneraciones para empresas de tamaño mediano y, para aquellos cargos en los cuales las empresas no encontraron "una homologación adecuada" en esta muestra, se empleó la encuesta general de remuneraciones. Como estadígrafo se utilizó principalmente el promedio ponderado, excepto para el personal especializado de protecciones[9], donde se utilizó el percentil 75.

- Sistema D
  Se utilizó la encuesta de remuneraciones para empresas de tamaño medio grande y, para aquellos cargos en los cuales las empresas consideraron que no tienen "valores representativos" en esta muestra, se empleó la encuesta general de remuneraciones. Como estadígrafo se utilizó el percentil 75.

- Sistemas E
  Se utilizó la encuesta de remuneraciones para empresas de tamaño medio grande y, para aquellos cargos en los cuales las empresas no encontraron "una homologación adecuada" en esta muestra, utilizaron la encuesta general de remuneraciones. Como estadígrafo se utilizó principalmente el promedio ponderado, excepto para el personal especializado de protecciones[10], donde seutilizó el percentil 75.

Con el fin de determinar las remuneraciones asociadas a cada cargo de personal propio, esta Comisión realizó una homologación buscando el mejor ajuste entre las características de los cargos

[9] Ingeniero de Estudios de Protecciones y Controles, Ingeniero de Protecciones y Control, y Especialista Protecciones.
[10] Ingeniero de Estudios de Protecciones y Controles, Ingeniero de Protecciones y Control, y Especialista Protecciones.

con la información disponible en encuestas de remuneraciones de mercado y, al igual que las empresas, la Comisión utilizó la Encuesta SIREM XXI, de diciembre de 2013.

Para los sistemas D y E esta Comsión utilizó la muestra correspondiente a las empresas de tamaño medio grande[11] y para el resto de los sistemas utilizó la muestra correspondiente a empresas de tamaño mediano[12]. Como estadígrafo se empleó la mediana (percentil 50).

La excepción a lo descrito precedentemente es el Jefe de Auditoría de los sistemas D y E, cargo que se homologó a un Coordinador de Auditoría de la muestra de empresas de tamaño mediano, percentil 75.

Cabe señalar que, tanto en la revisión y determinación de la dotación como en el cálculo de sus respectivas remuneraciones, la Comisión se atuvo estrictamente a lo establecido en las Bases Técnicas, en orden a considerar una estructura organizacional de una empresa que presta el servicio de transmisión zonal en el sistema respectivo capaz de administrar en forma óptima, eficiente y autónoma el conjunto de instalaciones necesarias para prestar el servicio de transmisión zonal en el respectivo sistema, cumpliendo con las exigencias establecidas en la normativa vigente.

Finalmente, la Comisión determinó los siguientes costos por concepto de remuneraciones de las dotaciones propias consideradas en cada uno de los sistemas:

Remuneración personal propio (miles US$)	**A**	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**
Gerencia General	690	690	690	872	872	690
Gerencia Planificación	230	230	230	296	296	230
Gerencia Comercial y Regulación	403	403	403	498	498	403
Gerencia Administración y Finanzas	1.243	1.243	1.243	1.246	1.488	1.243
Gerencia Explotación	2.045	2.306	2.168	2.543	2.582	2.306
Oficinas Zonales	645	742	742	0	1714	742
TOTAL	**5.255**	**5.614**	**5.476**	**5.456**	**7.449**	**5.614**

5.3. Revisión Cuadrillas

Para determinar los costos asociados a las cuadrillas, esta Comisión consideró sólo los ítems correspondientes a remuneraciones brutas del personal, costos asociados directamente a la mano de obra en los que incurre el contratista[13], costos de administración y margen de utilidad del

[11] De no encontrase el cargo en dicha muestra, se utiliza la encuesta general.

[12] De no encontrase el cargo en dicha muestra, se utiliza la muestra correspondiente a empresas de tamaño medio grande, en primera instancia, y la encuesta general si el cargo tampoco se encuentra en dicha muestra.

[13] Provisión para pago de indemnización por años de servicio, seguro de invalidez y sobrevivencia, seguro de cesantía y cotización por accidentes de trabajo).

contratista. El resto de costos, tales como vehículos, equipos y herramientas, fueron considerados en el ítem *Materiales utilizados* del COMA.

En el análisis de las cuadrillas realizado por esta Comisión, en general no fueron modificados los criterios presentados en los estudios de las empresas (actividades a realizar, frecuencia de las actividades, tiempos de traslado y ejecución, tipos de cuadrillas, composición de cada tipo de cuadrilla, etc). No obstante lo anterior, se consideraron las siguientes adecuaciones:

- Todo el personal de cuadrillas que presta servicios a la empresa de transmisión zonal es tercerizado.
- Las horas laborables al año son 1.976.
- Las remuneraciones brutas del personal tercerizado se determinaron en base a la misma metodología empleada en las remuneraciones brutas del personal propio, con la salvedad que el estadígrafo utilizado corresponde al percentil 25. No obstante lo anterior, para aquellos cargos correspondientes a funciones altamente especializadas o con un nivel de responsabilidad en el diseño propuesto por cada empresa para las cuadrillas, las remuneraciones fueron determinadas utilizando el percentil 50.
- Los costos de administración se estimaron como un 9,35% del total de las remuneraciones del personal involucrado en administración.
- El margen de utilidad del contratista que se consideró fue de 4,4% respecto del total de los costos.
- Por último, los costos asociados a las cuadrillas se escalaron de acuerdo al aumento del valor de inversión producto de la actualización y/o complementación del listado de instalaciones al 31 de diciembre de 2015, teniendo como base los valores determinados para las instalaciones existentes al 31 de diciembre de 2013.

Finalmente, la Comisión determinó los siguientes costos para las cuadrillas en cada uno de los sistemas:

Sistema	Cuadrillas (miles US$)
A	2.113
B	6.387
C	2.052
D	4.416
E	11.181
F	2.056

5.4. Revisión Materiales utilizados

De las partidas de materiales informadas en los estudios de las empresas de transmisión zonal, se revisaron y eliminaron aquellos materiales correspondientes a repuestos.

Por otro lado, esta Comisión consideró en este ítem los costos asociados a los vehículos utilizados por las cuadrillas y los equipos y herramientas del personal correspondiente. Particularmente, en los mencionados costos de vehículos, no se han considerado los costos por concepto de arriendo de éstos, los cuales han sido considerados en el ítem Servicios Tercerizados.

Finalmente, la Comisión determinó los siguientes costos por materiales en cada uno de los sistemas:

Sistema	Materiales utilizados (miles US$)
A	929
B	2.892
C	954
D	290
E	4.644
F	1.005

5.5. Revisión Servicios tercerizados

En la determinación de los costos por servicios tercerizados, esta Comisión consideró lo siguiente:

- Sólo se consideraron servicios asociados a la actividad de transmisión zonal y que fuesen esenciales para la prestación del mismo, conforme al cumplimiento de la normativa vigente.
- La totalidad de las labores de operación y mantenimiento de la empresa, tanto de líneas como subestaciones, se realizan con personal tercerizado.
- Se descontaron aquellos servicios considerados en otros ítems de costos (por ejemplo otros costos considerados en el COMA).
- Se incorporaron aquellos servicios que fueron eliminados de otros ítems de costos, siendo el caso del arriendo de los vehículos de las cuadrillas y los servicios de vigilancia.

Finalmente, la Comisión determinó los siguientes costos por servicios tercerizados en cada uno de los sistemas:

Sistema	Servicios Tercerizados (miles US$)
A	1.332
B	3.674
C	1.649
D	1.051
E	8.894
F	2.002

5.6. Revisión Arriendos

En la determinación de los costos por arriendos, esta Comisión ha considerado valores de mercado para valorar los arriendos de vehículos asignados al personal propio. Adicionalmente, para el sistema D se consideró el valor presentado de arriendo para las oficinas, bodegas y talleres informados.

Finalmente, la Comisión determinó los siguientes costos por arriendos en cada uno de los sistemas:

Sistema	A	B	C	D	E	F
Arriendos (miles US$)	65	65	65	389	102	65

5.7. Revisión Otros Costos considerados en el COMA

En la determinación de los otros costos considerados en el COMA, esta Comisión revisó los costos informados en la Tabla 7: Detalle otros costos, presentada en el archivo Excel CuadrosCOMA_SistemaXXX.xls, validando además que dichos costos no estuviesen incluidos en los puntos descritos anteriormente.

A continuación, se detalla la revisión realizada por esta Comisión en cada ítem que compone los otros costos considerados en el COMA.

a) Servicios básicos

Para cada sistema de transmisión zonal se determinó un costo estándar en US$/m2 para los servicios básicos[14]. El costo estándar se obtuvo dividiendo el costo total en servicios básicos presentado por las empresas en cada sistema de transmisión zonal, por la superficie en oficinas, bodegas y talleres informada en los estudios. Posteriormente, el costo total por servicios básicos determinado por esta Comisión se obtuvo a partir de la multiplicación del costo estándar mencionado y la superficie en oficinas, bodegas y talleres revisada por esta Comisión.

b) Otros Servicios de Terceros

No se consideraron costos por este concepto.

c) Seguros

Para cada sistema de transmisión zonal, esta Comisión determinó el costo por seguros considerando lo siguiente:

[14] Gas, electricidad y agua.

- En redes eléctricas sólo se aseguran los elementos existentes en SSEE, sin considerar los costos asociados a terrenos, bienes intangibles ni capital de explotación, correspondientes. Adicionalmente, la prima del seguro de redes eléctricas se calculó a partir del valor equivalente a 1,75 por mil del valor de la inversión.
- Los bienes muebles e inmuebles se aseguran sin considerar los costos asociados a bienes intangibles ni capital de explotación. Adicionalmente, la prima del seguro de bienes muebles e inmuebles se calculó a partir del valor equivalente a 2,6 por mil del valor de la inversión.
- Posteriormente, el costo total por concepto de seguros se obtuvo a partir de la suma de los montos determinados en los puntos anteriores.

d) Directorio

A partir de información correspondiente a los costos reales de los Directorios de las empresas Chilectra, Transnet, Transelec y CGE Distribución, así como antecedentes del último proceso de tarificación de la transmisión troncal, esta Comisión estimó una dieta por director de 50.000 US$/año. Adicionalmente, se consideró que el Directorio de la empresa de transmisión zonal está compuesto por cinco miembros, lo cual coincide con el guarismo presentado en algunos estudios recibidos y además corresponde al mínimo de integrantes que la ley establece para sociedades anónimas cerradas.

e) Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

En virtud a lo establecido en la Ley N° 20.936, la remuneración del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, anterior CDEC, se financiará mediante un Cargo por Servicio Público, razón por la cual esta Comisión no consideró gastos por este concepto.

f) Panel de Expertos

En virtud a lo establecido en la Ley N° 20.936, la remuneración del Panel de Expertos se financiará mediante un Cargo por Servicio Público, razón por la cual esta Comisión no consideró gastos por este concepto.

g) Estudio Tarifario y Asesorías

De los antecedentes presentados en los estudios de las empresas de transmisión zonal, esta Comisión consideró como costos de este ítem los siguientes estudios y asesorías:

- Auditoría de los estados financieros.
- Asesorías legales.
- Estudio tarifario.
- Plan de desarrollo.
- Asesorías en calidad y normas técnicas.
- Otros estudios regulatorios.

Los mencionados estudios y asesorías fueron valorados considerando la información presentada por las empresas en sus estudios e información del proceso anterior.

h) Contribuciones

Esta Comisión estimó el costo por contribuciones a partir del valor fiscal de los terrenos y edificaciones, así como las tasas definidas por el Servicio de Impuestos Internos (SII) para el pago por este concepto.

Se consideró un 50% como proporción entre el valor fiscal y el valor comercial.

i) Patentes Comerciales

De acuerdo a lo publicado en el sitio web del Servicio de Impuestos Internos (SII), el valor de la Patente Comercial equivale a una tasa sobre el Capital Propio de la empresa. Dicha tasa va desde un valor mínimo de 0,25% y hasta un 0,5%, con un máximo a pagar de 8.000 UTM.

Para cada uno de los sistemas de transmisión zonal, esta Comisión estimó el valor anual de la Patente Comercial a partir de lo siguiente:

- El Capital Propio se estimó como un 50% del valor de los activos en redes eléctricas y bienes muebles e inmuebles. Dicho criterio correspondió al empleado por parte de las empresas en la estimación del costo por Patente Comercial y es consistente con el proceso anterior.
- Se consideró una tasa del 0,5% a aplicar sobre el Capital Propio.
- El valor calculado según lo señalado precedentemente se comparó con el tope máximo a pagar de 8.000 UTM, considerando el menor valor como costo para la Patente Comercial.

j) Capacitación

El costo en capacitación fue calculado por esta Comisión considerando que anualmente la empresa subtransmisora capacita al 50% de sus trabajadores, por un período de 45 horas al año por empleado, a un costo de 20 US$ por hora de capacitación.

k) Costos Laboratorios

Para cada sistema de transmisión zonal se consideraron los valores presentados por las empresas.

l) Gastos Aseo y Mantención Oficinas y Áreas Verdes

Se consideraron los costos por m^2 presentados por las empresas en cada sistema de transmisión zonal, por concepto de aseo, mantenimiento de oficinas y mantenimiento de áreas verdes, los cuales fueron ajustados en base a la superficie revisada por esta Comisión.

m) Otros Gastos Asociados a Remuneraciones

En otros gastos asociados a remuneraciones se consideraron las obligaciones previsionales que son de cargo del empleador, la provisión por indemnización por años de servicio, beneficios adicionales y costos por sobretiempo.

En relación a las obligaciones previsionales que son de cargo del empleador, se consideraron los costos por los seguros de invalidez y sobrevivencia, de cesantía y de accidentes y enfermedades

profesionales. Esta Comisión estimó los costos asociados en base a los topes legales y las tasas vigentes a diciembre 2013.

Respecto a la provisión por indemnización por años de servicio, esta Comisión consideró la tasa de retiro no voluntario y los años promedios a indemnizar presentados por el Consultor del Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018. Adicionalmente, esta Comisión consideró el tope legal de la remuneración mensual vigente a diciembre 2013 que sirve de base para el cálculo de este concepto.

En relación a los beneficios adicionales, esta Comisión consideró únicamente aquellos beneficios que fuesen entregados por más del 50% de las empresas de la muestra de la encuesta de PricewaterhouseCoopers. Lo anterior corresponde a la alimentación, vestuario, asistencia médica, seguro de vida, matrimonio, nacimiento, auxilio de defunción y sala cuna.

Por último, los costos por sobretiempo se consideraron respecto de trabajadores que por la naturaleza de su cargo, ejecutan labores relacionadas con mantenimiento y, por tanto, puede requerírseles la realización de horas extraordinarias. Respecto a ellos, se consideró un promedio de dos horas extras por semana, durante 45 semanas al año, valorizadas con un incremento de un 50% respecto a la hora ordinaria.

n) Otros gastos asociados a vehículos

Otros gastos asociados a vehículos se calcularon a partir del costo por vehículo presentado por las empresas en sus estudios. La cantidad de vehículos depende de la cantidad de oficinas zonales.

o) Mantenimiento informática

El mantenimiento en informática considera el mantenimiento de hardware, el mantenimiento de software y el mantenimiento y servicios de comunicaciones.

El mantenimiento de hardware se determina como un porcentaje de la inversión en hardware. El porcentaje corresponde a un 4,0% para los servers, discos y unidades de back up, y un 2,5% para los PCs e impresoras.

Por su parte, el mantenimiento de software y el mantenimiento y servicios de comunicaciones se estima a partir de la información proporcionada por las empresas en sus estudios.

p) Mantenimiento SCADA

El mantenimiento de SCADA se determina como un porcentaje (10%) de la inversión en SCADA.

q) Energía SSEE

En cada uno de los sistemas de transmisión zonal esta Comisión determinó el costo del consumo de energía eléctrica en las SSEE a partir de una estimación del consumo[15] por concepto de iluminación, servicios auxiliares, alarma y otros en SSEE, valorados a un precio medio anual de energía eléctrica.

[15] Estimación presentada por algunos sistemas de subtransmisión.

r) Participación del Directorio en Utilidades
No se consideraron costos por este concepto.

s) Gastos de Representación
No se consideraron costos por este concepto.

t) Auditoría de Medidores
Para cada sistema de transmisión zonal se consideraron los valores presentados por las empresas.

u) Gasto de Medición
No se consideraron costos por este concepto.

De acuerdo con lo expuesto, a continuación se presenta el total de Otros Costos determinados por esta Comisión para cada uno de los sistemas de transmisión zonal:

	Otros costos (miles US$)					
Ítems	**A**	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**
Servicios básicos	38	42	46	48	70	46
Seguros	177	312	361	1.140	1.317	267
Directorio	250	250	250	250	250	250
CDEC	0	0	0	0	0	0
Panel de Expertos	0	0	0	0	0	0
Estudio tarifario y asesorías	231	231	231	256	256	231
Contribuciones	54	78	98	468	281	63
Patentes comerciales	429	616	616	616	616	616
Capacitación	50	54	53	47	75	54
Costos laboratorio	50	85	0	269	0	0
Gastos Aseo y Mantención Oficinas y Áreas Verdes	58	61	66	67	105	67
Otros gastos asociados a remuneraciones	697	769	745	671	1.052	769
Otros gastos asociados a vehículos	26	30	13	4	34	13
Mantenimiento informática	95	95	95	93	97	95
Mantenimiento SCADA	296	615	254	513	1.264	371
Energía SSEE	94	163	193	178	742	133
Auditoría de medidores	0	0	0	263	0	0
Elementos de protección personal propio	9	13	11	8	19	13
TOTAL	**2.550**	**3.414**	**3.031**	**4.890**	**6.177**	**2.986**

5.8. COMA Resultante

En base a lo expuesto, el valor del costo de operación, mantenimiento y administración de las instalaciones de transmisión zonal y transmisión dedicada utilizada por usuarios sujetos a fijación de precios, resultante de la revisión realizada, es la siguiente:

Sistema	COMA Intalaciones al 31/12/2015 (US$)
A	12.244.555
B	22.044.793
C	13.227.344
D	16.492.410
E	38.448.566
F	13.727.931
TOTAL	**116.185.599**

Adicionalmente, los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) por sistema de transmisión zonal, separado por cada propietario u operador y por naturaleza, ítems y subítems, se presenta detallado en el ANEXO Nº1 de este documento.

Por su parte, los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA) por sistema dedicado en la parte que los usuarios sujetos a fijación de precios hacen uso de estas instalaciones, separado por cada propietario u operador y por naturaleza, ítems y subítems, se presenta detallado en el ANEXO Nº2 de este documento.

6. VALOR ANUAL DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ZONAL Y TRANSMISIÓN DEDICADA

6.1. Aspectos Legales

Conforme a lo dispuesto en el artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936, la determinación del valor anual de los sistemas de transmisión zonal y la proporción de la transmisión dedicada que los usuarios sujetos a regulación de precios hacen uso de éstas, se determina conforme a la valorización eficiente resultante de la suma de la anualidad del valor de inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración.

Por su parte, en lo que respecta al pago de las tarifas que se contengan en el respectivo Decreto que al efecto dicte el Ministerio de Energía, el literal h) del artículo duodécimo transitorio de la Ley N° 20.936 dispone que ellas se regirán por las las condiciones contenidas en la citada norma legal.

La referencia antes indicada ha de entenderse efectuada al Capítulo V De la Remuneración de la Transmisión del Título III De los Sistemas de Transmisión Eléctrica, de la LGSE, en particular, a sus artículos 114° y 115°.

De acuerdo a la primera de las disposiciones antes mencionadas, las empresas propietarias de las instalaciones existentes en los sistemas de transmisión zonal deberán percibir anualmente el valor anual de la transmisión por tramo correspondiente a cada uno de dichos sistemas, definido de acuerdo a lo indicado en el artículo 103° de la Ley. Este valor constituirá el total de su remuneración anual. Asimismo, los propietarios de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, deberán percibir de los clientes regulados la proporción correspondiente a dicho uso.

El artículo 114° luego indica en su inciso segundo que dentro de cada uno de los sistemas de transmisión zonal, se establecerá un cargo único por uso, de modo que la recaudación asociada a éste constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales para recaudar el valor anual de la transmisión de cada tramo definido en el decreto señalado en el artículo 112°. Para tales efectos, la Ley señala que se entenderá por "ingreso tarifario real por tramo" a la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.

Una regla similar se considera para las instalaciones de transmisión dedicada, al disponer la ley que se establecerá un cargo único de modo que la recaudación asociada a éste remunere la proporción de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, considerando la proporción de ingresos tarifarios reales asignables a ellos.

Por su parte, el artículo 115° de la Ley dispone que el pago de los sistemas de transmisión zonal y de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, será de

cargo de los consumidores finales libres y regulados, y se regirá por las reglas que en el citado artículo se indican.

Como se puede apreciar de las citas anteriores, la ley precisa la forma y alcance del cálculo que debe emplear la Comisión en la determinación del valor anual de los sistemas de transmisión zonal y la proporción de la transmisión dedicada que los usuarios sujetos a regulación de precios hacen uso de éstas, en términos tales que se asegure en cada sistema de transmisión zonal ingresos que permitan cubrir los costos eficientes de inversión (AVI), operación, mantenimiento y administración (COMA).

Junto con lo anterior, la ley también precisa la forma en que ha de concurrirse al pago de los referidos sistemas por parte de los consumidores finales libres y regulados, definiendo a su respecto determinadas condiciones y mecanismos para determinar el monto de dichos pagos.

6.2. Metodología de determinación

El valor anual de los sistemas de transmisión zonal y transmisión dedicada utilizado por usuarios sujetos a regulación de precios de cada sistema se establecerá conforme al valor de los costos anuales de inversión (AVI), operación, mantención y administración (COMA) para las instalaciones existentes al 31 de diciembre de 2015. Los mencionados valores se establecerán para un sistema eficiente, entendiendo por éste aquel sistema de transmisión cuyos costos de inversión, operación, mantención y administración resultan ser los mínimos necesarios para dar cabal cumplimiento a la normativa vigente.

6.3. AVI + COMA Resultante

En base a lo expuesto, el valor anual de las instalaciones de transmisión zonal y transmisión dedicada utilizada por usuarios sujetos a fijación de precios, resultante de la revisión realizada, es la siguiente:

Sistema	AVI + COMA Instalaciones al 31/12/2015 (US$)
A	31.037.551
B	69.092.130
C	54.139.977
D	128.332.089
E	200.251.613
F	46.100.661
TOTAL	**528.954.021**

Adicionalmente, la valorización eficiente (AVI + COMA) por sistema de transmisión zonal, separado por cada propietario u operador y por naturaleza, ítems y subítems, se presenta detallado en el ANEXO Nº1 de este documento.

Por su parte, la valorización eficiente (AVI + COMA) por sistema dedicado en la parte que los usuarios sujetos a fijación de precios hacen uso de estas instalaciones, separado por cada propietario u operador y por naturaleza, ítems y subítems, se presenta detallado en el ANEXO Nº2 de este documento.

7. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

En consistencia con lo establecido en el numeral 3.7 de las Bases Técnicas, esta Comisión estableció la siguiente fórmula de indexación aplicable a los AVI + COMA en dólares de los sistemas de transmisión zonal y transmisión dedicada utilizada por usuarios sujetos a fijación de precios, a fin de mantener su valor real durante el período de vigencia de las tarifas que se establezcan:

$$(aVI + COMA)_i = (aVI + COMA)_0 \cdot \left[\alpha \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} \cdot \frac{DOL_0}{DOL_i} + \beta \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0}\right]$$

En la fórmula anterior, los subíndices "i" denotan el mes en el cual las tarifas de transmisión zonal y transmisión dedicada utilizada por usuarios sujetos a fijación de precios resultantes serán aplicadas, mientras que los subíndices "0" corresponden a los valores base de los índices.

Adicionalmente, el valor de los coeficientes de indexación α y β para cada uno de los sistemas son los siguientes:

Sistema	α	β
A	0,71120	0,28880
B	0,69361	0,30639
C	0,73680	0,26320
D	0,66583	0,33417
E	0,62884	0,37116
F	0,72818	0,27182

En la fórmula de indexación mencionada, la definición de los índices y valores bases correspondientes son los siguientes:

DOL: Promedio del Precio Dólar Observado en el segundo mes anterior al mes i, publicado por el Banco Central de Chile.

IPC: Valor del Índice de Precios al Consumidor en el segundo mes anterior al mes i, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

CPI: Valor del índice Consumer Price Index (All Urban Consumers) en el segundo mes anterior al mes i, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0).

Los valores bases para los índices definidos previamente son los que a continuación se indican:

Índice	Valor	Mes
DOL_0	500,81	Octubre de 2013
IPC_0	100,53	Octubre de 2013, Base 2013 = 100
CPI_0	233,546	Octubre de 2013

Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, y para efectos de la aplicación de las fórmulas tarifarias de transmisión en pesos, deberán ajustarse los valores en dólares resultantes mediante la utilización del promedio del Precio de Dólar Observado, publicado por el Banco Central de Chile, correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas de transmisión zonal y transmisión dedicada utilizada por usuarios sujetos a fijación de precios resultantes serán aplicadas. De esta forma, el AVI + COMA en pesos de los sistemas, será indexado conforme a la siguiente expresión:

$$(aVI + COMA)_i[CL\$] = (aVI + COMA)_0[CL\$] \cdot \left[\alpha \cdot \frac{IPC_i}{IPC_0} + \beta \cdot \frac{CPI_i}{CPI_0} \cdot \frac{DOL_i}{DOL_0}\right]$$

ANEXO Nº1: VALOR EFICIENTE DE INSTALACIONES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ZONAL

El VI, AVI, COMA y AVI+COMA de las instalaciones de transmisión por sistema de transmisión zonal, separado por cada propietario u operador y por naturaleza, ítems y subítems, se presenta detallado en archivo Excel denominado ANEXO Nº1 VALOR EFICIENTE DE INSTALACIONES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ZONAL, el cual forma parte integrante del presente Informe Técnico Final.

ANEXO Nº2: VALOR EFICIENTE DE INSTALACIONES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DEDICADA

El VI, AVI, COMA y AVI+COMA de las instalaciones de transmisión del sistema dedicado, en la parte que los usuarios sujetos a fijación de precios hacen uso de estas instalaciones, separado por cada propietario u operador y por naturaleza, ítems y subítems, se presenta detallado en archivo Excel denominado ANEXO Nº2 VALOR EFICIENTE DE INSTALACIONES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DEDICADA, el cual forma parte integrante del presente Informe Técnico Final.

ANEXO Nº3: RESPUESTAS A OBSERVACIONES PRESENTADAS POR LAS EMPRESAS AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR

Las respuestas a las observaciones planteadas por las empresas se presentan en archivo Excel denominado ANEXO Nº3 RESPUESTAS A OBSERVACIONES PRESENTADAS POR LAS EMPRESAS AL INFORME TÉCNICO PRELIMINAR, el cual forma parte integrante del presente Informe Técnico Final.

Artículo Segundo: Publíquese el Informe Técnico que se aprueba conforme al artículo precedente junto con todos sus antecedentes, bases de datos de respaldo y anexo con respuestas fundadas a las observaciones planteadas por las empresas, todos los cuales forman parte integrante del mismo para todos los efectos legales, en la página web de la Comisión.

Artículo Tercero: Comuníquese la presente resolución a las empresas propietarias u operadoras de transmisión zonal y de transmisión dedicada, participantes, usuarios e instituciones interesadas mediante correo electrónico.

Anótese y Notifíquese

REPUBLICA DE CHILE
SECRETARIO EJECUTIVO
Comisión Nacional de Energía

ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

COMISION NACIONAL DE ENERGIA JEFE DEPTO. JURIDICO CHILE

COMISION NACIONAL DE ENERGIA JEFE DEPTO. ELECTRICO CHILE

CZR/ISD/PMM/RGF/MFH/mhs

Distribución:
- Destinatarios referidos en Artículo Tercero
- Ministerio de Energía
- Gabinete Secretaría Ejecutiva CNE
- Departamento Jurídico CNE
- Departamento Eléctrico CNE
- Archivo Oficina de Partes CNE